

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIRÍA

CONCEPTOS Y EJERCICIOS DE LOS FUNDAMENTOS DE LA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

CERQUEDA SALAZAR OSCAR DAVID

LOERA BARONA LUIS DAVID

TUTOR:

ING.HÉCTOR ERICK GALLARDO FERRERA

2014 MÉXICO, DF

CONCEPTOS Y EJERCICIOS DE LOS FUNDAMENTOS DE LA INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

Agradecimientos O. David Cerqueda Salazar

A mis padres y hermanos por el apoyo y confianza que me han brindado en todas las decisiones que he tomado a lo largo de mi vida, a ustedes los considero un impulso extra para continuar con mi desarrollo personal y profesional.

A mis profesores por todas las enseñanzas que me proporcionaron a lo largo de estos últimos cinco años, que me servirán como herramientas para desempeñar mi profesión.

Al resto de mi familia y mis amigos por todas las experiencias que hemos vivido juntos que me han servido como complemento en mi desarrollo integral.

Dedicatorias Luis D. Loera Barona

A mi hermosa hija, Cori. Por quien todo hago, por quien todo haría.

A María Barona, forjadora de mis logros.

A Miguel Loera, mi gran apoyo, al que más admiro.

A mi bella compañera, Nancy.

Agradecimientos Luis D. Loera Barona

Soy privilegiado. En los últimos 5 años me formé como padre de familia, como estudiante de ingeniería y como trabajador independiente. En ninguna de mis funciones, fallar era opción. Todas conectadas, todas demandantes y todas con gran aprendizaje.

Agradezco de manera especial y sincera al Ingeniero Erick Gallardo, por su tiempo, por su conocimiento y su disposición a compartirlos. Excelente persona, excelente profesor y excelente amigo.

Agradezco al Ingeniero Mario Becerra, y su inducción al área de Ingeniería de Yacimientos.

A los ingenieros Carlos Avendaño, Raúl Escalante y al Doctor Arnulfo Ortíz por su apoyo, por su aportación de conocimiento y tiempo en este proyecto.

A mis padres, de quienes he recibido la mejor educación y el mayor de los apoyos.

A Margarita y Gabriel, mis amigos, su apoyo también ha sido imprescindible.

A David, mi compañero de clases, laboral y de tesis. Mi amigo.

A mi hermano, Daniel. Quien continúa con IIMAP, nuestro proyecto.

A Montse, por ayudarme con los trámites.

A Nancy, por tantos años siendo equipo.

Gracias.

Contenido

Introducción 1
Alcances 1
Capítulo 1 2
Introducción a la ingeniería de yacimientos 2
1.1 Definición de yacimiento 2
1.2 Definición de ingeniería de yacimientos 4
1.2.1 Objetivos, alcances y limitaciones 4
1.2.2 Principales funciones de la ingeniería de yacimientos 5
1.2.3 Etapas de producción en los yacimientos petroleros 5
1.3 Mecanismos de entrampamiento 6
1.4 Clasificación de recursos y reservas de aceite y gas 7
1.4.1 Volumen original de hidrocarburos 8
1.4.2 Recursos petroleros 8
1.5 Reservas 9
Capítulo 2 12
Revisión de las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento 12
2.1 Nociones de la mecánica del medio continuo 12
2.2 Definición de un medio poroso 13
2.3 Homogeneidad y heterogeneidad de un medio 13
2.3.1 Isotropía y anisotropía de un medio 13
2.4 Porosidad 14
2.5 Saturación 15
2.6 Compresibilidad del medio poroso 15
2.7 Permeabilidad absoluta 16
2.8 Mojabilidad 17
2.9 Tensión superficial e interfacial 17
2.10 Presión capilar 18
2.11 Permeabilidad efectiva 18
2.12 Permeabilidad relativa 18
2.13 Procesos de drene, imbibición e histéresis 19

2.13.1 Saturación crítica 21
2.13.2 Saturación remanente 21
2.13.3 Saturación irreductible 21
2.14 Movilidad 21
2.15 Características de los fluidos petroleros 22
2.15.1 Comportamiento de sistemas de un solo componente 23
2.15.2 Comportamiento de sistemas multi-componentes 25
2.16 Propiedades del gas 28
2.16.1 Factor de desviación Z 28
2.16.2 Densidad relativa 32
2.16.3 Factor volumétrico 33
2.16.4 Compresibilidad isotérmica 34
2.16.5 Viscosidad del gas 35
2.17 Propiedades del aceite 36
2.17.1 Relación de solubilidad 36
2.17.2 Factor de volumen de aceite 37
2.17.3 Factor de volumen total 38
2.17.4 Compresibilidad isotérmica del aceite 39
2.17.5 Viscosidad del aceite 40
2.17.6 Densidad relativa del aceite 40
2.17.7 Densidad API 41
2.18 Propiedades del agua de la formación 41
2.18.1 Relación de solubilidad 41
2.18.2 Factor volumétrico del agua 43
2.18.3 Compresibilidad del agua de formación 44
2.18.4 Viscosidad del agua de formación 44
2.19 Clasificación de yacimientos de acuerdo al diagrama de fases 45
2.19.1 Yacimientos de gas húmedo 46
2.19.2 Yacimientos de gas seco 47
2.19.3 Yacimientos de gas y condensado 47
2.19.4 Yacimientos de aceite negro 48
2.19.5 Yacimientos de aceite volátil 49

Ejercicios propuestos para el capítulo 2 con solución. 51
Capítulo 3 88
Regímenes de presión en el yacimiento 88
3.1 Niveles de presión en el yacimiento 88
3.2 Estimación de los niveles de presión en el yacimiento 90
3.2.1 Determinación de la densidad de los líquidos en el yacimiento 90
3.2.2 Determinación de la densidad del gas en el yacimiento 90
3.2.3 Extrapolación de presiones 90
3.3 Plano equivalente de referencia 91
3.4 Presión promedio de un yacimiento 91
Ejercicios propuestos para el capítulo 3 con solución. 93
Capítulo 4 121
Cálculos volumétricos en el yacimiento 121
4.1 Métodos volumétricos 121
4.1.1 Método de iso-hidrocarburos 122
4.1.2 Método de cimas y bases 123
4.1.3 Método de iso-pacas 124
4.2 Uso de reglas de integración 124
Ejercicios propuestos para el capítulo 4 con solución. 126
Capítulo 5 150
Mecanismos de producción primaria 150
5.1 Mecanismos de producción de los yacimientos 151
5.2 Rangos de recuperación 152
5.3 Comportamiento primario de los yacimientos 154
5.3.1 Empuje por expansión del sistema roca-fluidos 154
5.3.2 Empuje por expansión del gas disuelto liberado 154
5.3.3 Empuje por expansión de la capa de gas 157
5.3.4 Empuje por entrada de agua 161
5.3.5 Efectos de segregación gravitacional 165
5.3.6 Efectos combinados de los empujes 167
Capítulo 6 170
Balance de materia 170

6.1 Términos utilizados en la ecuación de balance de materia 170
6.2 EBM para yacimientos volumétricos de gas 170
6.3 EBM para yacimientos de gas con entrada de agua 171
6.4 EBM para yacimientos volumétricos de aceite bajo-saturado 172
6.5 EBM para yacimientos de aceite bajo-saturado con entrada de agua 172
6.6 EBM para yacimientos de aceite saturado 173
Ejercicios propuestos para el capítulo 6 con solución. 175
CONCLUSIONES 212
Apéndice A 213
A.1 Domos y anticlinales 213
A.2 Entrampamiento por diapiros 214
A.3 Entrampamiento por fallas 215
A.4 Trampas lenticulares 215
A.5 Entrampamiento por discordancias 216
A.6 Trampas hidrodinámicas 217
A.7 Trampas mixtas 217
Apéndice B 218
B.1 Volumen original de hidrocarburos in-situ 218
B.1.1 Volumen original de hidrocarburos no descubierto 218
B.1.2 Volumen original de hidrocarburos descubierto 218
B.2 Recursos prospectivos 219
B.3 Recursos contingentes 219
APÉNDICE C 220
C.1 Clasificación de la porosidad de acuerdo a su origen 220
C.1.1 Porosidad primaria 220
C.1.2 Porosidad secundaria, inducida o vugular 221
C.2 Clasificación de la porosidad de acuerdo a la interconexión entre los poros 224
C.2.1 Porosidad absoluta 225
C.2.2 Porosidad efectiva 225
Apéndice D 227
Referencias 241

Introducción

A partir del año 2012, el ingeniero Héctor Erick Gallardo Ferrera, egresado de la carrera de Ingeniería Petrolera de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, y estudiante de posgrado en la misma Facultad, es invitado a formar parte del prestigioso grupo de profesores a nivel licenciatura en la carrera de Ingeniería petrolera. Con ello, inicia también una labor de creación de material que satisficiera los contenidos del plan de estudios vigente y en los cuales el idioma no fuera una barrera. El material se ha diseñado con el propósito de facilitar la comprensión de conceptos y por ende su aplicación, en el área de Ingeniería de Yacimientos.

En el año 2014, dos años posteriores al comienzo de la labor emprendida por el Ingeniero Gallardo, y tras la experiencia de haber sido sus alumnos durante los últimos semestres de la carrera, los pasantes de Ingeniero Petrolero Óscar David Cerqueda Salazar y Luis David Loera Barona, nos sumamos a la causa y realizamos el presente trabajo, aprovechando la oportunidad del proceso de obtención de título de Ingeniero Petrolero, para contribuir con la presente investigación y recopilación de material, hecha a partir de diversos autores del área de Ingeniería de Yacimientos y combinándola con ejercicios de aplicación clara y cuidadosamente resueltos. De nuevo, el objetivo perseguido atiende a la facilitación de comprensión de conceptos y su aplicación para alumnos de nivel licenciatura de Ingeniería Petrolera con enfoque en Ingeniería de Yacimientos.

Alcances

El presente trabajo se ha realizado proporcionando, al inicio de cada capítulo, un marco conceptual cuyo propósito es dotar al lector de las herramientas necesarias para poder aterrizar tales conceptos y aplicarlos en ejercicios propuestos al final de cada capítulo.

Capítulo 1
Introducción a la ingeniería de yacimientos

Los hidrocarburos encontrados en los yacimientos petroleros son mezclas de componentes orgánicos que pueden encontrarse en diferentes fases de acuerdo a las condiciones a las que se encuentran. Como fluidos, pueden existir como líquido y gas. Al producir hidrocarburos de un yacimiento, éstos sufren cambios en la presión al viajar a la superficie, mientras que la temperatura permanece sustancialmente constante.

Comprender el comportamiento de las mezclas de hidrocarburos y del agua de los yacimientos, a diferentes condiciones de presión y temperatura, son de gran importancia para los ingenieros petroleros. El objetivo de este capítulo es facilitar el estudio de estos elementos de acuerdo a la ingeniería de yacimientos.

1.1 Definición de yacimiento

Un yacimiento se define como un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Los yacimientos en rocas sedimentarias son los más comunes porque estas poseen mejores condiciones de porosidad y permeabilidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas, y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados [1].

Otra definición válida de un yacimiento es: la de una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso [2]. Los cinco componentes básicos que deben estar

presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: (1) Roca generadora, (2) camino migratorio, (3) trampa, (4) roca almacenadora, y (5) sincronía.

Al conjunto de elementos listado se le denomina sistema petrolero, y se define como el conjunto de componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos [1]. Las acumulaciones de hidrocarburos tienen lugar principalmente en calizas, dolomitas, arenas o en una combinación de ellas, y normalmente los fluidos se acomodan de acuerdo a sus densidades [3].

Algunos yacimientos se encuentran a su vez conectados a grandes volúmenes de roca saturados completamente por agua, conocidos como acuíferos [2, 3]. Puede suceder que varios yacimientos compartan un mismo acuífero, y la declinación de la presión en uno de los elementos puede afectar al resto, ya que los sistemas están conectados a través del acuífero. Por otro lado, cuando la porción de roca delimitada por la trampa está saturada por completo por aceite y/o gas, la trampa y el yacimiento son lo mismo [3].

Inicialmente, cuando las condiciones de presión y temperatura de yacimiento permiten que los hidrocarburos se encuentren únicamente en fase líquida, se dice que el yacimiento es bajo-saturado, pues todo el gas está en solución en el aceite. Por otro lado, si el yacimiento en sus condiciones iniciales presenta un volumen de gas libre, además del que existe disuelto en el aceite, se dice que es un yacimiento saturado [3]. La región de gas libre se denomina casquete de gas; y el intervalo de hidrocarburos líquidos, zona de aceite.

Existen también yacimientos que en sus condiciones iniciales presentan únicamente una fase gaseosa, aunque bien pueden contener componentes que en superficie o a determinadas condiciones de presión y temperatura se conviertan en líquido [3]. Tales son los casos de los yacimientos de gas y condensado y gas húmedo. Los únicos yacimientos que siempre existen en una sola fase son los de gas seco [5, 17].

1.2 Definición de ingeniería de yacimientos

La ingeniería de yacimientos se define como la aplicación de principios científicos a problemas de drenaje durante el desarrollo y producción de yacimientos de hidrocarburos [3]; también se puede definir como el arte de desarrollar y producir aceite y/o gas de un yacimiento de tal manera que se obtenga un alto recobro económico [3].

1.2.1 Objetivos, alcances y limitaciones

La ingeniería de yacimientos tiene como tarea principal optimizar el proceso de extracción de los hidrocarburos [6]. Para ello se vale del análisis e interpretación de datos y mediciones útiles para estudiar y caracterizar el comportamiento de los yacimientos mediante el uso de modelos, mismos que permiten generar información confiable que permite evaluar la mejor estrategia de explotación. Otras tareas de la ingeniería de yacimientos, necesarias para la consecución del objetivo mencionado, y con ello prevenir y evitar trabajo y gastos operacionales no útiles (como pude serlo la perforación de pozos mal ubicados o innecesarios), iniciar operaciones de control e iniciar la implementación adecuada de un sistema artificial de producción y/o un método de recuperación secundaria o mejorada, considerando siempre las características del yacimiento y los factores económicos [6].

El estudio a detalle de los yacimientos y su comportamiento es determinante en los resultados económicos de un proceso de explotación. En los últimos años se ha prestado cada vez mayor importancia a esta área debido a la creciente necesidad de una mejora en técnicas de recuperación, tanto en recursos convencionales como no-convencionales [6].

El desarrollo de la ingeniería de yacimientos ha sido altamente impulsado por los adelantos tecnológicos. Conforme se dispone de computadoras más veloces y de mayor capacidad, se elaboran herramientas más poderosas que acompañan al ingeniero en su tarea de optimizar los desarrollos petroleros [7].

1.2.2 Principales funciones de la ingeniería de yacimientos

Las siguientes son algunas de las funciones más representativas del ingeniero de yacimientos [5]:

a. Determinar el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento.
b. Determinar y estudiar las propiedades de la roca y su relación con los fluidos que contiene.
c. Determinar y analizar el cambio de las propiedades físicas que sufren los fluidos del yacimiento con la presión y la temperatura.
d. Efectuar la predicción del comportamiento primario de los yacimientos considerando diversos programas de explotación, así como el aspecto económico para determinar el número óptimo de pozos.
e. Determinar las reservas de aceite, gas y condensado.
f. Estudiar y analizar pruebas de variación de presión en el tiempo.
g. Efectuar estudios de recuperación mejorada.
h. Colaborar en equipos de trabajo.
i. Calcular presiones a la boca de pozo en función de correlaciones y de datos PVT (Presión, Volumen y Temperatura) introducidos al comportamiento del flujo

1.2.3 Etapas de producción en los yacimientos petroleros

La producción inicial de hidrocarburos, denominada producción primaria, es lograda gracias a la energía natural del yacimiento (cuyo indicador es la presión inicial del sistema). El aceite y/o gas recuperados bajo un esquema de producción primaria, fluyen a los pozos debido principalmente a la expansión de los elementos

del yacimiento, el desplazamiento por agua, la segregación gravitacional y la expulsión capilar [3].

El mecanismo de desplazamiento por fluidos pude ser reproducido de manera artificial al inyectar agua o gas en pozos seleccionados de manera estratégica, este mecanismo, puede a su vez combinarse con mecanismos naturales del sistema como lo son: la segregación, gravitación y/o la expulsión capilar, logrando un notable mayor factor de recuperación. El uso de agua o gas para ser inyectados en un yacimiento para mantener la presión del yacimiento (programa de mantenimiento de presión) y de esta manera incrementar la producción, es conocido como operaciones de recuperación secundaria [3].

En algunas situaciones, las operaciones de recuperación secundaria son ineficientes, o no son utilizados ya que estudios de ingeniería de yacimientos predicen que su potencial de recuperación es bajo. Para estos casos, se han desarrollado procesos de desplazamiento conocidos como operaciones de recuperación mejorada (en ocasiones denominada terciaria), los cuales tienen también como objetivo incrementar la recuperación de hidrocarburos de un yacimiento [3].

La ingeniería de yacimientos puede determinar, con base en numerosos estudios al yacimiento, que se debe implementar un proceso de recuperación secundaria o terciaria antes de que se termine el proceso de producción primaria y tener diversos mecanismos de recuperación actuando simultáneamente. A estos procesos, que incluyen a la administración de yacimientos se les denomina recuperación avanzada [3,4].

1.3 Mecanismos de entrampamiento

Es de suma importancia en los procesos de explotación de un yacimiento, conocer su mecanismo de entrampamiento, para realizar la caracterización estática del sistema.

Existen diversas clasificaciones de los mecanismos de entrampamiento, en este trabajo atendemos a la siguiente clasificación basada en las características geológicas del yacimiento [8]: Trampas estructurales, relacionadas a estructuras tectónicas; trampas estratigráficas, relacionadas a los sellos generados por discordancias de cualquier tipo de roca, o cambios de litología; y trampas mixtas, que obedecen a una combinación de ambas. Un estudio más completo de los tipos de trampas puede encontrarse en el **Apéndice A**.

1.4 Clasificación de recursos y reservas de aceite y gas

Las definiciones y conceptos referentes a los recursos y reservas de hidrocarburos que un país posee están basados en lineamientos establecidos por organizaciones internacionales como [9]: la Security and Exchange Comission (SEC), la Society of Petroleum Engineers (SPE), la American Association of Petroleum Geologist (AAPG), el World Petroleum Council (WPC), y la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

El objetivo de tener una regulación internacional para la evaluación y clasificación de reservas de hidrocarburos es garantizar certidumbre y transparencia en los volúmenes reportados por cada país, así como en los procedimientos utilizados para su estimación [9]. La industria del petróleo se encuentra sumamente globalizada y estás garantías coadyuvan en prácticas de negocios que evitan poner en riesgo la paz financiera entre diversos organismos relacionados.

Las reservas poseen un valor económico asociado a la inversión, también, ayudan a determinar los costos de operación y mantenimiento e incluso a fijar el precio de los hidrocarburos a nivel internacional [9]. Las reservas estimadas se convierten de forma inmediata en capital para las empresas o países que las poseen. Los precios utilizados para la estimación de las reservas son los correspondientes al promedio aritmético que resulta de considerar aquéllos vigentes al primer día de cada mes, considerando los 12 meses anteriores, en

tanto que los costos de operación y mantenimiento, en sus componentes fijos y variables, son los erogados a nivel campo durante un lapso de 12 meses [9]. Gracias a esto, se puede hacer una estimación aceptable de los gastos futuros asociados a la extracción de las reservas bajo las condiciones actuales de operación.

Todos los elementos que involucren una inversión son considerados para determinar el resultado financiero de extraer un volumen determinado de hidrocarburos, si el resultado es positivo y se genera una ganancia, entonces lo volúmenes de hidrocarburos se constituyen en reservas. Si el ejercicio no resulta positivo, los volúmenes estimados se clasifican como recursos contingentes. Si surgiera un cambio positivo en el precio, o hubiera una disminución de la cantidad necesaria a invertir, lo cual generara que la evaluación económica resultara positiva, el volumen de hidrocarburos podría ser incorporado como reservas [9].

1.4.1 Volumen original de hidrocarburos

Es la acumulación que se estima existe inicialmente en un yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio, a la temperatura y presión prevalecientes en el yacimiento, pudiendo expresarse a condiciones de superficie o a condiciones de yacimiento. Para su reporte, tal volumen de hidrocarburos es referenciado a condiciones de superficie [9].

1.4.2 Recursos petroleros

Los recursos petroleros son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, referidos condiciones de superficie. Sin embargo, atendiendo al punto de vista de explotación, únicamente es considerado como recurso la parte potencialmente recuperable de esas cantidades. Dentro de esta misma definición, se le conoce como volumen original de hidrocarburos total a la cantidad de hidrocarburos inicialmente estimada, se encuentre ésta ya

descubierta o no. A las porciones recuperables de esta cantidad se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. Por ende, las reservas constituyen una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, recuperables y explotables bajo las condiciones comerciales existentes [9]. Una descripción más detallada de estos puntos se observa en el **Apéndice B**.

1.5 Reservas

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una fecha en adelante, bajo condiciones definidas [3,9]. También, para considerarse reservas, se deben cumplir cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas a la fecha de evaluación un uno o más proyectos de desarrollo [9].

Las reservas se pueden categorizar de acuerdo al nivel de certidumbre asociado las estimaciones, sub-clasificar según la madurez del proyecto y pueden ser caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción. El grado de certidumbre depende de lo que se tenga de información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como su disponibilidad al tiempo de estimación e interpretación [9]. La clasificación principal de las reservas de acuerdo al nivel de certidumbre es en reservas probadas y reservas no probadas, **Fig. 1.1**.

Reservas probadas

Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geo-ciencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Debe haber un respaldo de datos de producción reales o por pruebas de producción concluyentes. También debe comprobarse que existen las instalaciones para su comercialización y producción, o que por lo menos haya la certeza de que tal infraestructura será instalada [9].

Reservas no-probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos no prevalecientes al momento de la evaluación. Cuando no se considera su desarrollo inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas [9].

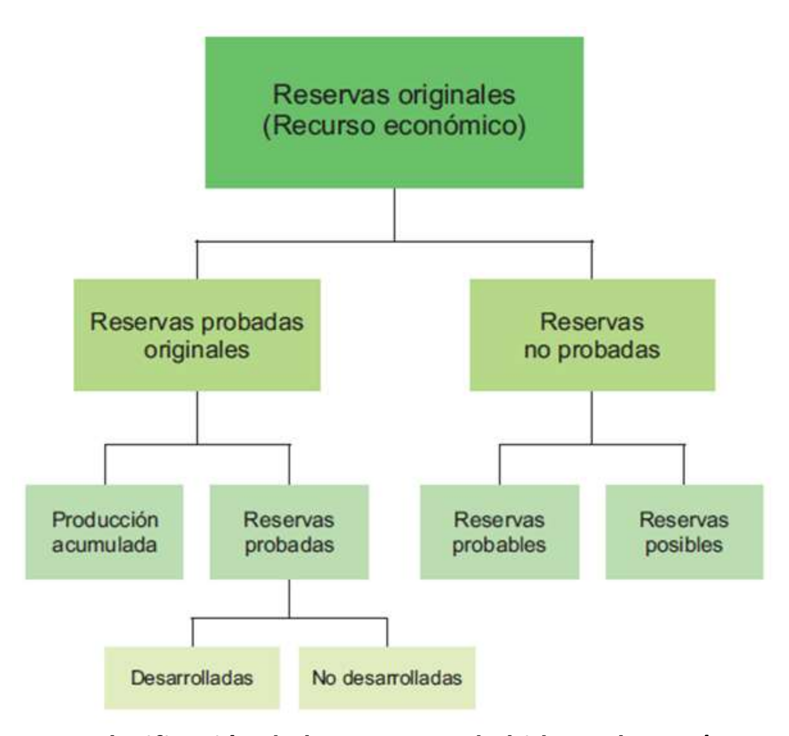


Figura 1.1. Clasificación de las reservas de hidrocarburos (PEP 2012).

Reservas probables

Son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Al utilizar métodos probabilísticos para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos el 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables [9].

Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. Al usar métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% respecto a la recuperación de un volumen igual o mayor al estimado [9].

Capítulo 2

Revisión de las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento

Es necesario conocer las características de la roca que conforma el yacimiento, así como de los fluidos contenidos en ella, cuando se ven sometidos a variaciones de presión y/o temperatura [2, 3, 5, 7, 8, 17]. El modelado o caracterización del yacimiento depende fuertemente del tipo de roca, tipo de fluidos y sus propiedades de manera separada y al considerar interaccione entre ellas, es decir, las propiedades del sistema roca-fluidos [5, 8, 11]. En este capítulo se explica el comportamiento de los sistemas roca, fluidos y sistema roca-fluidos, a diferentes condiciones durante el proceso de explotación de un yacimiento. Se incluyen definiciones y criterios para clasificar a los yacimientos según los fluidos contenidos en ellos.

2.1 Nociones de la mecánica del medio continuo

Para comenzar el estudio de los procesos y fenómenos que ocurren debajo de la superficie terrestre, concernientes a la ingeniería de yacimientos, deben identificarse algunos conceptos involucrados en la teoría de la mecánica de medios continuos.

Un medio puede considerarse continuo cuando, sin importar su estado, cualquier volumen elemental del mismo posee propiedades definidas en todo momento [8, 11], **Fig. 2.1**. Esto permite definir dos regímenes, uno altamente cambiante dominado por los efectos microscópicos del medio, y otro con variaciones suaves dominado por los macroscópicos. En este último es donde se define a los medios continuos.

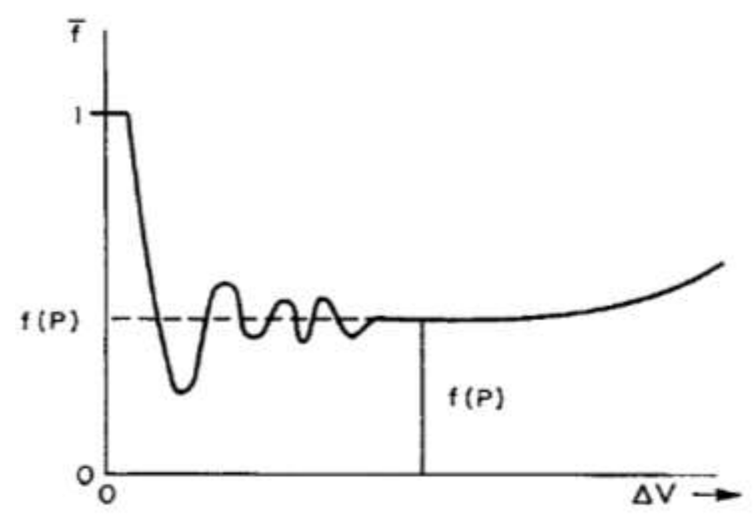


Figura 2.1. Comportamiento de un sistema de acuerdo a la escala (Hubbert 1956).

2.2 Definición de un medio poroso

Un medio poroso puede definirse como un sistema en el que se sobrepone una matriz sólida y un espacio poroso. Para los sistemas geológicos, la disposición de granos sólidos de roca genera arreglos complejos, por lo cual no son uniformes [7].

2.3 Homogeneidad y heterogeneidad de un medio

Un yacimiento se considera homogéneo cuando una propiedad de los sistemas mencionados es constante en cualquier punto dentro del yacimiento [7].Por otro lado, un yacimiento es considerado heterogéneo cuando una propiedad o característica de los sistemas que componen al yacimiento varía al cambiar de lugar.

2.3.1 Isotropía y anisotropía de un medio

Cuando una propiedad es constante no importando la dirección en que es analizada, hablamos de un yacimiento Isótropo [7]. Mientras que cuando el valor

de una propiedad del yacimiento es analizado en un punto y existe variación conforme a la dirección en que se analiza en dicho punto, podemos decir que se trata de un yacimiento anisótropo.

2.4 Porosidad

La porosidad de una roca, es una medida de su capacidad de almacenamiento de fluidos [4, 5, 7]. Cuantitativamente, es la relación del volumen poroso entre el volumen total de roca:

$$\phi_a = \frac{volumen\ de\ poros}{volumen\ de\ roca} = \frac{V_p}{V_b}, \tag{2.1}$$

donde ϕ_a es la porosidad.

Por fines prácticos en este trabajo se referirá a la porosidad efectiva (ϕ), aquella que considera a los poros interconectados, en lugar de la porosidad absoluta del sistema:

$$\phi = \frac{volumen\ de\ poros\ conectados}{volumen\ de\ roca}. \tag{2.2}$$

La porosidad es considerada como un parámetro estático y su valor es el promedio representativo de la roca. Una forma adecuada de obtener un promedio ponderado de la porosidad, considerando las características geométricas de un sistema, es mediante la siguiente expresión:

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \phi_i V_{b_i}}{\sum_{i=1}^{n} V_{b_i}}. \tag{2.3}$$

En general la porosidad puede ser clasificada de acuerdo a su origen como porosidad primaria, si se forma durante la depositación, y secundaria si se asocia a eventos posteriores Una descripción más detallada se incluye en el **Apéndice C**.

2.5 Saturación

Es la fracción o porcentaje del volumen poroso ocupado por un fluido en particular (aceite, gas o agua) [3, 5]. Matemáticamente, se puede expresar de la siguiente manera:

$$S_{fluido} = Saturación\ de\ fluido = \frac{volumen\ total\ de\ fluido}{volumen\ poroso} = \frac{V_f}{V_p}. \tag{2.4}$$

La saturación de cada uno de los fluidos se puede encontrar en un rango de 1 a 100 porciento. Por definición, la suma de las saturaciones debe generar el 100% del volumen poroso, es decir:

$$S_w + S_o + S_g = 1, \tag{2.5}$$

donde los subíndices w, o y g representan al agua, aceite y gas, respectivamente. La saturación, así como la porosidad, deben ser reportadas como un valor promedio, que puede obtenerse como:

$$S_{fluido} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \phi_i h_i S_{fluido_i}}{\sum_{i=1}^{n} \phi_i h_i}. \tag{2.6}$$

2.6 Compresibilidad del medio poroso

Un yacimiento que se encuentra debajo de la superficie terrestre está sometido a diferentes esfuerzos debido a las características geológicas de la cuenca en donde se ubica. Normalmente la presión de sobrecarga es el esfuerzo principal, misma que se encuentra altamente influenciada por la profundidad, y a la que se le suele asociar un gradiente de un psi/ft [3, 5, 7, 11].

Hay una diferencia entre las presiones de sobrecarga y de poro, cuyo valor es conocido como presión efectiva de sobrecarga. Al producir hidrocarburos, reducimos la presión de poro interna, generando un incremento en la presión efectiva de sobrecarga. Este incremento de presión genera a su vez los siguientes efectos [3, 5, 17]:

- Compactación de la formación.
- Los granos de la matriz se expanden.
- La porosidad del yacimiento se reduce.

La compresibilidad tiende a disminuir conforme se incrementa la porosidad y la presión efectiva de sobrecarga. Los distintos tipos de compresibilidad que son de interés para el estudio de yacimientos se mencionan a continuación.

Cuantitativamente es útil medir los efectos de los cambios de volumen en el sistema. Para ello se define a la compresibilidad isotérmica de la formación (C_f) y de los sólidos (C_s), que se representan como:

$$C_s = -\frac{1}{V_s}\left(\frac{\partial V_s}{\partial p}\right)_T, \tag{2.7}$$

$$C_f = \frac{1}{V_p}\left(\frac{\partial V_p}{\partial p}\right)_T. \tag{2.8}$$

Para la mayoría de los yacimientos petroleros, la compresibilidad de los sólidos es considerada pequeña en comparación con la de la formación. Las Ecs. 2.7 y 2.8 pueden relacionarse como:

$$C_f = C_s\left(\frac{1-\phi}{\phi}\right). \tag{2.9}$$

2.7 Permeabilidad absoluta

La permeabilidad absoluta o intrínseca (k) es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la formación para transmitir fluidos. Esta propiedad controla el movimiento direccional y el gasto de los fluidos del yacimiento. Debido a que la caracterización matemática de la permeabilidad fue realizada por Henry Darcy en 1856, la ecuación que define la permeabilidad en término de cantidades medibles es conocida como **Ley de Darcy** [5, 7, 11]:

$$v = -\frac{k}{\mu}\frac{dp}{dL}, \tag{2.10}$$

donde v es la velocidad aparente de fluido, μ es su viscosidad y dp/dL es el gradiente de presión. La Ec. 2.10 puede expresarse en términos del gasto si se multiplica la velocidad aparente por el área transversal del sistema ($q = vA$).

2.8 Mojabilidad

La mojabilidad es la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. La **Fig. 2.2** representa un corte transversal de tres gotas de fluidos inmiscibles entre sí (mercurio, agua y aceite) sobre una placa sólida. En este sistema el mercurio no moja al sólido, y se mantiene como una esfera; y el agua moja a la superficie, pues se distribuye a lo largo de su superficie. La mejor manera de cuantificar la mojabilidad es mediante el ángulo formado entre los fluidos y el sólido. A este ángulo se le denomina “ángulo de mojabilidad” [4, 5, 7, 8].

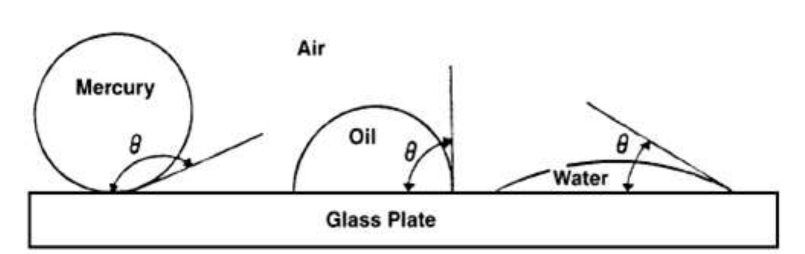


Figura 2.2. Ilustración de la mojabilidad (Tarek 2001).

2.9 Tensión superficial e interfacial

En sistemas en los que hay más de una fase o fluido, se deben considerar los efectos de las fuerzas en el área en la que dos fluidos inmiscibles entran en contacto. La interfase es un área de contacto limitada con un espesor de unas pocas moléculas, y puede visualizarse como una película o barrera que se forma por las fuerzas atractivas entre las moléculas de la misma fase. Mismas que son mucho mayores a las que existen en dos fases distintas [5, 7, 8].

Cuando los fluidos están en contacto, las moléculas cercanas a la interfase son atraídas de forma desigual por sus vecinas de acuerdo a sus propiedades. Si los fluidos son un líquido y un gas, a las fuerzas que actúan en su área de contacto se les conoce como tensión superficial, que es una propiedad fundamental definida como la energía disponible para incrementar el área de la interfase en una unidad. Si el contacto es entre dos líquidos, a las fuerzas que actúan entre ambos fluidos se le denomina tensión interfacial [5, 7, 8].

Las tensiones interfacial y superficial son una medida indirecta de la solubilidad. A medida que la tensión se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad, y conforme las condiciones se aproximan al punto crítico del sistema, las fases se hacen indistinguibles y las tensiones son cero [8].

2.10 Presión capilar

Es la diferencia de presión entre el fluido no-mojante y el mojante:

$$p_c = p_{nm} - p_m, \tag{2.11}$$

donde p_{nm} es la presión de la fase no-mojante y p_m es la presión de la mojante.

2.11 Permeabilidad efectiva

Es la medida de la permeabilidad a un fluido (k_f) cuando éste se encuentra en presencia de otros fluidos en el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación y puede estimarse mediante la siguiente expresión [5]:

$$q_f = -k_f \frac{A}{\mu_f} \frac{\Delta p_f}{L}. \tag{2.12}$$

2.12 Permeabilidad relativa

La permeabilidad relativa (k_{r_f}) es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la absoluta, definida como:

$$k_{r_f} = \frac{k_f}{k}. \tag{2.13}$$

La permeabilidad relativa depende la geometría del poro, la mojabilidad del sistema, la distribución de los fluidos y la historia de saturación. La suma de las permeabilidades relativas de las fases que se encuentran presentes en el medio poroso es menor a la unidad. La **Fig. 2.3** muestra el comportamiento de la permeabilidad relativa de acuerdo a la saturación y considerando la mojabilidad.

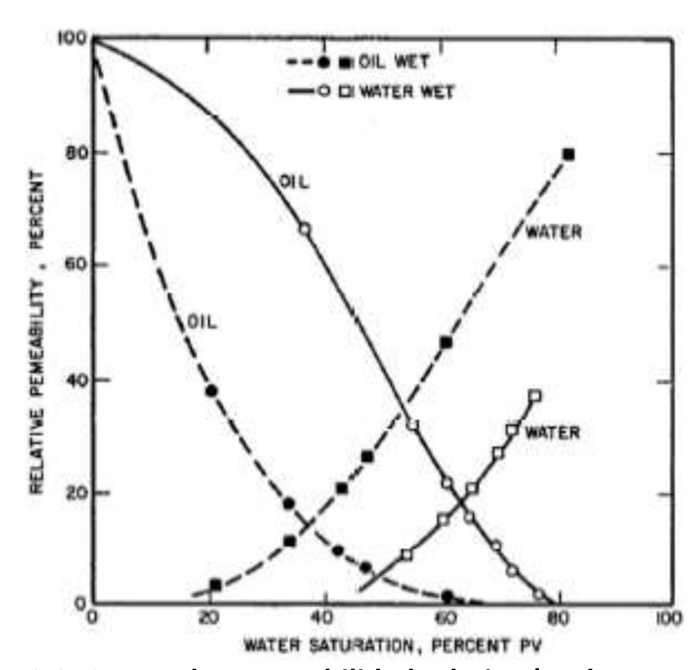


Figura 2.3. Curvas de permeabilidad relativa (Anderson 1968).

2.13 Procesos de drene, imbibición e histéresis

En un proceso de desplazamiento de fluidos, el drene es la disminución de la saturación de la fase mojante en un sistema, mientras que la imbibición se refiere al aumento de la misma. Para estudiar estos fenómenos se generan diferentes curvas en función de las relaciones de presión capilar [5].

Para ello construir la curva de drene se satura un núcleo completamente con la fase mojante y se deja reposar hasta alcanzar condiciones de equilibrio. Una vez estabilizado, se disminuye la fase mojante incrementando la presión capilar

desde cero hasta alcanzar un valor umbral en el cual se presenta la saturación irreductible de la fase mojante. En tales valores, la curva graficada es prácticamente vertical y la saturación de la fase ya no disminuye [5, 8].

La curva de imbibición espontánea se construye incrementando la saturación de la fase mojante, reduciendo la presión capilar por pasos, desde el valor umbral hasta cero. Por otro lado, para generar la curva de imbibición forzada, se disminuye la presión capilar inyectando fluido mojante hasta llegar a la saturación irreductible de la fase no mojante, obteniendo por lo tanto valores de presión capilar negativos [5], **Fig. 2.4**.

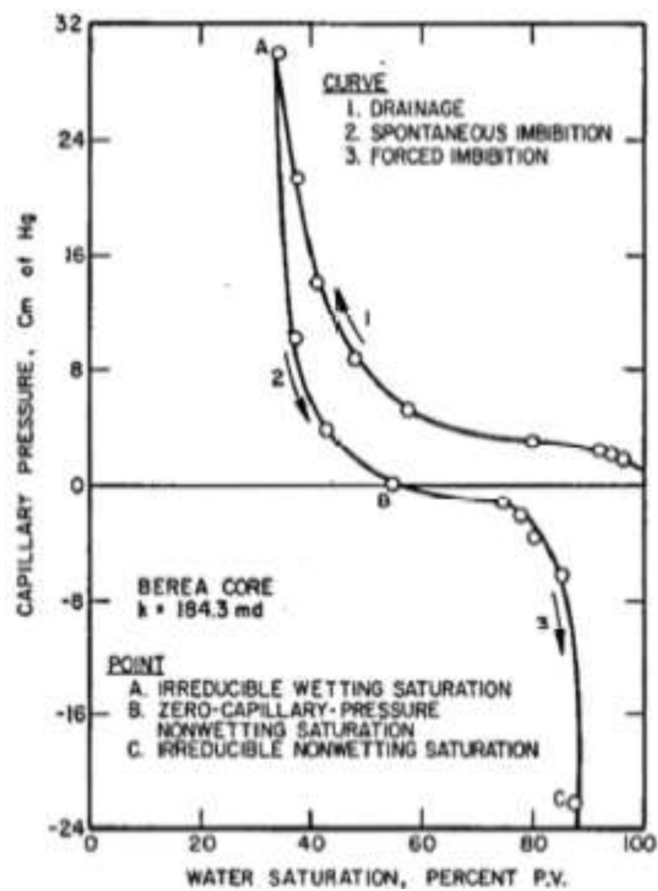


Figura 2.4. Curva de presión capilar de un núcleo mojado por agua (Anderson 1968).

Para entender los procesos descritos es necesario definir los conceptos de saturación crítica, remanente e irreductible mismos que se describen a continuación.

2.13.1 Saturación crítica

Se refiere al volumen mínimo de una fase para formar una fase continua en el medio poroso y comenzar a fluir [5].

2.13.2 Saturación remanente

Se refiere a la proporción del volumen de fluidos remanente en un yacimiento después de un período de producción [5].

2.13.3 Saturación irreductible

Se refiere a la proporción del volumen de fluidos remanente en un yacimiento una vez alcanzada la presión capilar umbral [5]. A diferencia de la saturación remanente, este valor indica la porción de fluidos que no puede ser removida de un sistema por efectos capilares.

2.14 Movilidad

La movilidad de un fluido (λ_f) se refiere a la facilidad con la que un fluido se mueve a través de un medio poroso. Se define como la relación entre la permeabilidad efectiva y viscosidad de un fluido:

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f}. \tag{2.14}$$

En ocasiones es conveniente utilizar a la relación de movilidad entre los fluidos (M). Esta relación generalmente se utiliza para expresar la relación que existe entre el fluido desplazante (λ_1) y el desplazado (λ_2), y se define como:

$$M = \frac{\lambda_1}{\lambda_2}. \tag{2.15}$$

Cuando M es mayor a la unidad, los desplazamientos son ineficientes, y cuando son iguales o menores a la unidad, los procesos son eficientes [8].

2.15 Características de los fluidos petroleros

Los hidrocarburos son compuestos químicos orgánicos. Cuando la mezcla está compuesta por moléculas pequeñas, se forma un gas a condiciones normales de temperatura y presión (1 atm y 25°C). Cuando la mezcla contiene moléculas de mayor tamaño, se forma un líquido a condiciones normales de presión y temperatura [5, 13].

Los hidrocarburos se clasifican de acuerdo a las estructuras moleculares más grandes, pudiendo ser parafinas, naftenos, aromáticas, resinas-asfaltenos e impurezas, así como por combinaciones de las palabras anteriores [5, 17].

El aprovechamiento de los hidrocarburos varía de acuerdo a la composición de sus fracciones. Un crudo que contiene moléculas de parafina de forma predominante, podrá generar aceites lubricantes de alta calidad a partir de la fracción gas-aceite, y cera de parafina a partir de los residuos. Por otro lado, si las moléculas más grandes son aromáticos y asfaltenos, las fracciones más pesadas de la mezcla pueden servir para alquitrán, componentes para revestimientos para techos, asfalto para pavimento y otras aplicaciones similares.

Los fluidos en los yacimientos de hidrocarburos pueden existir como gas, líquido y/o sólido. La forma en que se comportan cuando se modifican las condiciones de presión y temperatura, se puede entender mejor si consideramos el comportamiento individual de las moléculas que los componen. Tal comportamiento se ve afectado por los siguientes tres factores: Presión, que es reflejo del número de moléculas presentes y su movilidad; temperatura, reflejo de la energía cinética de las moléculas; y atracción y repulsión molecular [8, 13, 17]. La presión y atracción molecular tienden a confinar las moléculas y juntarlas, mientras que la temperatura y repulsión molecular tienden a separarlas.

Para describir el comportamiento de fases de un sistema, es muy práctico utilizar un diagrama de fases, los cuales son representaciones gráficas de las fronteras entre los distintos estados de la materia respecto a un conjunto de variables que involucran a los factores previamente mencionados y otros factores como la densidad, composición y otras. En estos diagramas es posible observar las condiciones de presión y temperatura a las cuales existen diferentes fases [5].

2.15.1 Comportamiento de sistemas de un solo componente

Estos sistemas también son conocidos como componentes puros, antes de analizar su comportamiento es importante tener claro que son todos aquellos formados por un solo tipo de átomos o compuestos. El comportamiento de fases en un sistema de un solo componente puede representarse, en forma clásica, mediante dos diagramas diferentes: p-T y de p-v.

La **Fig. 2.6** muestra un ejemplo típico de un diagrama p-T de un solo componente. En él se esquematiza las condiciones de saturación del sistema y se identifican las siguientes curvas [5, 17]:

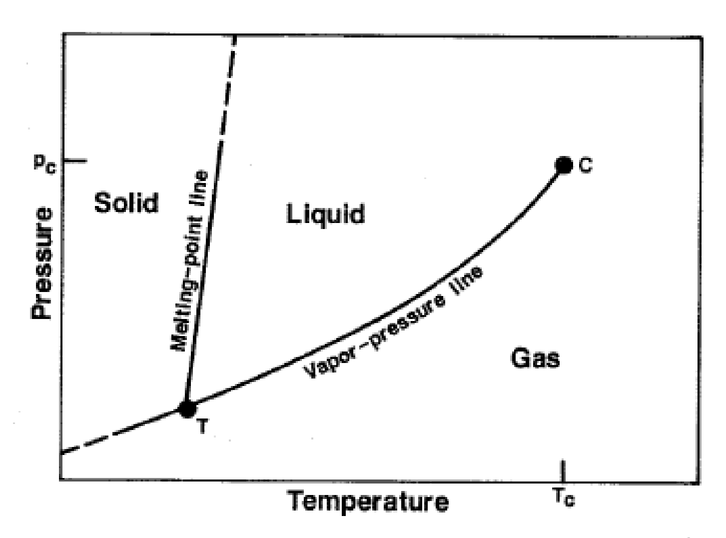


Figura 2.5. Típico diagrama de fases de un componente puro (McCain, 1993).

1) **Curva de puntos de fusión:** Esta separa la región en la que el componente existe como una fase sólida o líquida. Los puntos que corresponden con la línea de fusión son aquellas que permiten que ambas fases coexistan en equilibrio.
2) **Curva de puntos de presión de vapor:** La presión de vapor es la presión de saturación del sistema y termina en el punto crítico, lugar después del cual no pueden distinguirse las diferencias entre las fases fluidas. Esta curva separa la región en la que el componente existe como una fase líquida o gaseosa. Los puntos que corresponden con la línea de fusión son aquellas que permiten que ambas fases coexistan en equilibrio.
3) **Curva de puntos de sublimación:** Esta curva separa la región en la que el componente existe como una fase gaseosa o sólida. Teóricamente esta línea continúa hasta el cero absoluto de presión y temperatura. Los puntos que corresponden con la línea de sublimación son aquellas que permiten que ambas fases coexistan en equilibrio.

Adicionalmente se definen los siguientes componentes del diagrama [13, 17]:

Punto triple: El punto donde se cruzan la línea de presión de fusión, la línea de presión de vapor y de sublimación. Este punto representa las condiciones de presión y temperatura a las que las tres fases coexisten en equilibrio.

Punto crítico: Este punto representa las máximas condiciones de presión y temperatura a las cuales las fases líquido y gas pueden coexistir en un sistema de un solo componente.

La **Fig. 2.6** muestra un diagrama de fases presión-volumen específico, así como diferentes trayectorias isotérmicas. Pueden identificarse dos curvas representativas de la presión de vapor. La primera incluye a las condiciones de presión y temperatura que muestran el cambio de un líquido a una fase gaseosa, y se denomina curva de burbujeo o de puntos de burbuja. La segunda se forma por

todas las condiciones que muestran el cambio termodinámico de una fase gaseosa a líquido, y se le denomina curva de puntos de rocío.

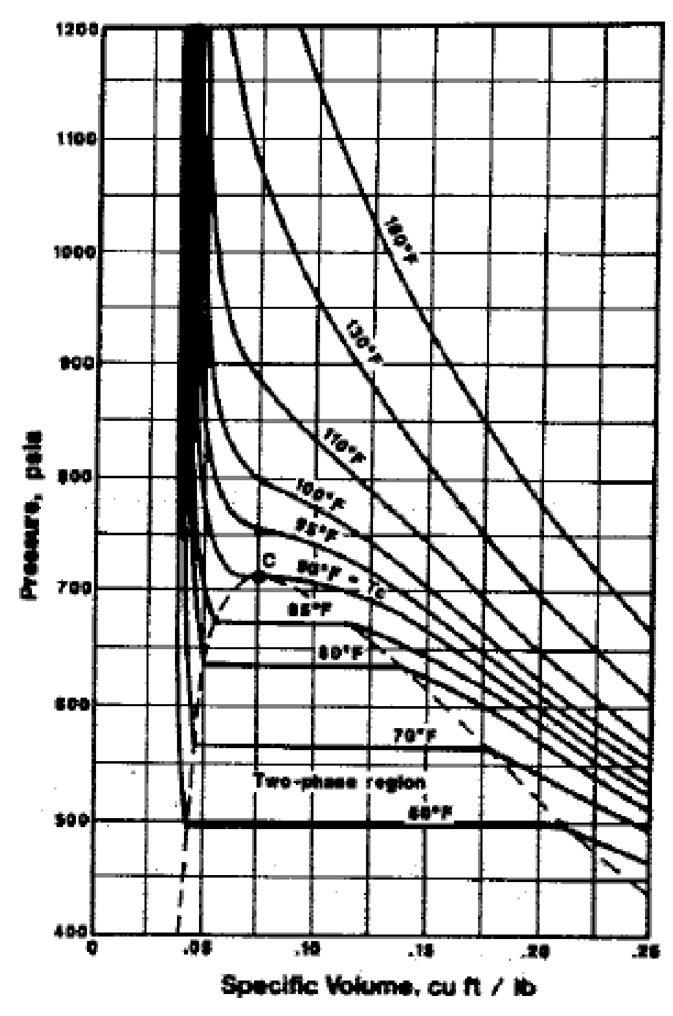


Figura 2.6. Comportamiento de un componente puro en un diagrama p-v (Brown 1947).

De esta manera puede definirse al punto de burbuja como las condiciones termodinámicas a las que ocluye la primera burbuja de vapor en el seno de un líquido; y al punto de rocío, como las condiciones a las que condensa la primera gota de condensado [5, 17].

2.15.2 Comportamiento de sistemas multi-componentes

Los sistemas multi-componentes contienen más de un compuesto o átomo y el comportamiento de las fases depende de una variable más que es la composición de la mezcla.

El comportamiento de las fases puede representarse mediante un diagrama de presión-temperatura, al que se le añaden nuevas características, en relación con el de componente puro, como es la condensación retrograda, cricondebara, cricondenterma, curva de burbuja, curva de rocío, La **Fig. 2.7** muestra estos componentes y una trayectoria de abatimiento de presión isotérmico.

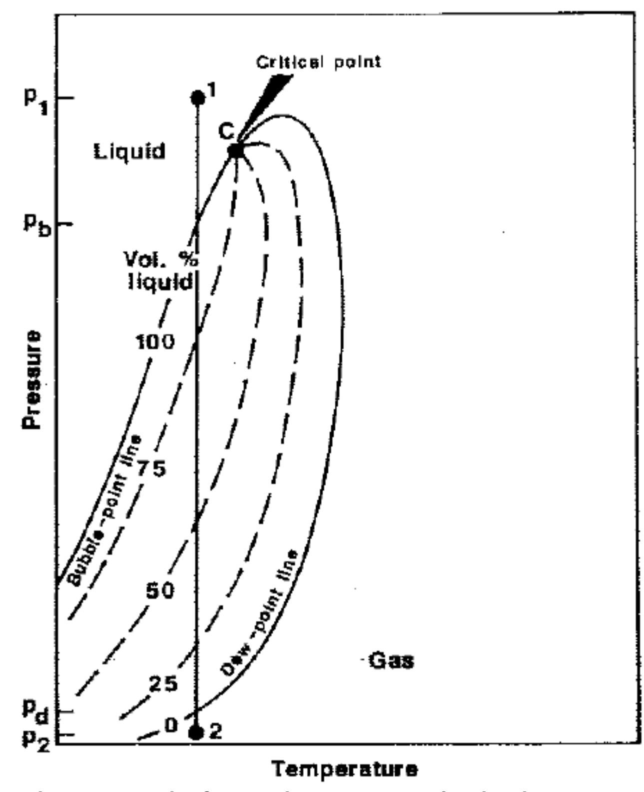


Figura 2.7. Típico diagrama de fases de una mezcla de dos componentes con línea de expansión isotérmica, 1-2 (McCain 1993).

En el punto 1 la mezcla se encuentra en fase líquida, al abatir la presión el líquido se expande hasta que se llega al punto de burbuja. Conforme la presión es menor a la presión de burbuja (p_b), permitiendo que la cantidad de líquido en la

mezcla disminuya hasta llegar a la presión de rocío (p_d), donde sólo existe una pequeña cantidad de líquido [5, 17].

En el punto crítico se juntan las curvas de burbuja y rocío, lo que indica que a estas condiciones las propiedades intensivas del gas y del líquido son iguales. A diferencia de los componentes puros, a condiciones de presión y temperatura superiores a las del punto crítico las fases si pueden coexistir, y a la máxima presión y temperatura de la envolvente de fases se les conoce como cricondenbara y cricondenterma, respectivamente, **Fig. 2.8**.

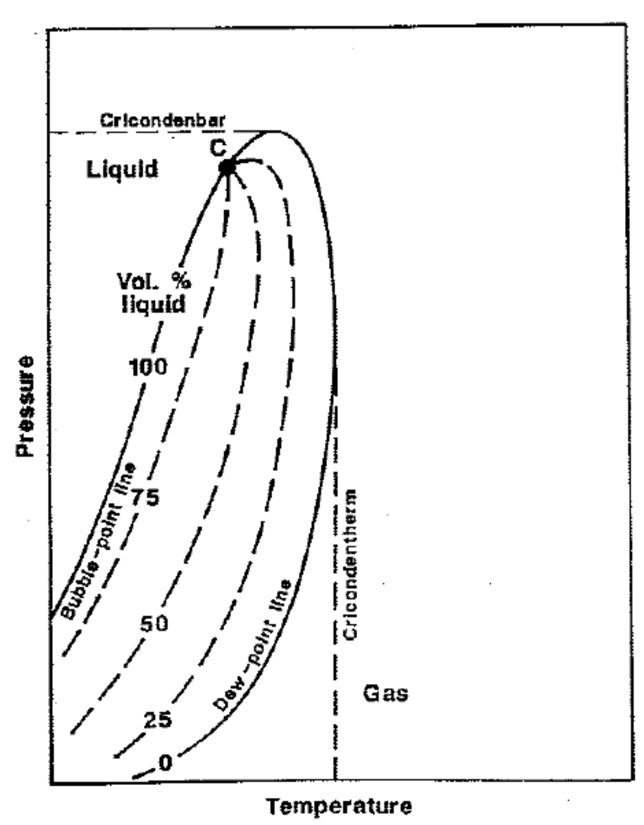


Figura 2.8. Diagrama de fases de una mezcla de dos componentes con definiciones de cricondenterma y cricondenbara (McCain 1993).

La **Fig. 2.8** representa un proceso de condensación retrograda. Desde el punto 1 al 2 se atraviesa la curva de rocío y la cantidad de líquido aumenta progresivamente hasta un valor máximo, después del cuál comienza a evaporarse y se llega al punto 3 y salir de la envolvente.

Esto no ocurre en el yacimiento, pues la composición de los fluidos cambia al comenzar el proceso de condensación, y la envolvente de los líquidos no permite la revalorización a condiciones de producción [17].

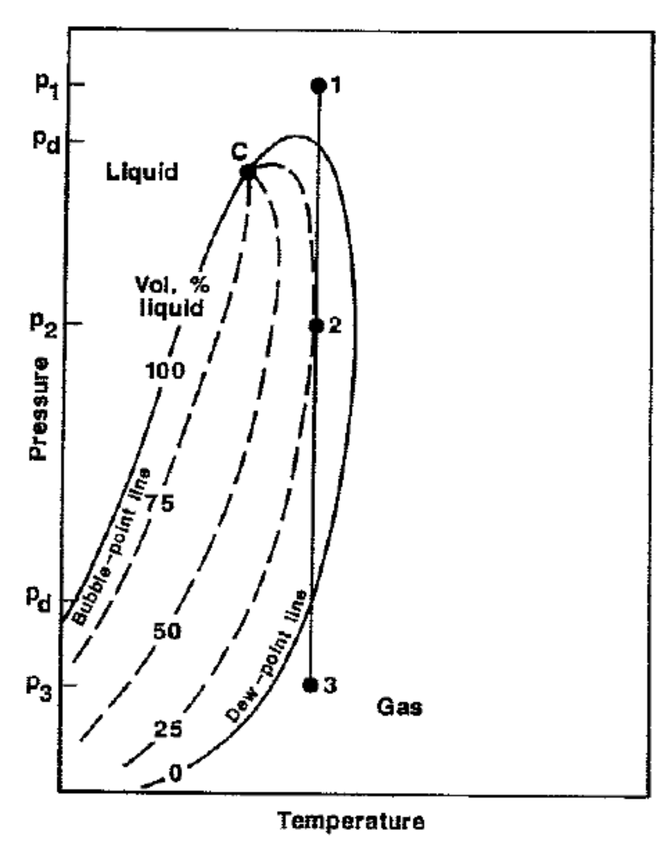


Figura 2.9. Diagrama de fases de una muestra de dos componentes con línea de expansión isotérmica, 1-2-3, en la región retrógrada (McCain, 1993).

2.16 Propiedades del gas

La producción de gas proviene de sistemas asociados al aceite, donde se encuentra disuelto y/o libre en un casquete, o de sistemas no-asociados.

2.16.1 Factor de desviación Z

Las ecuaciones de estado son modelos que describen el comportamiento PVT de los gases. La ley de los gases ideales es la más sencilla de estas:

$pV = nRT,$ (2.16)

donde V es el volumen, R la constante universal de los gases, n el número de moles, que a su vez es la masa del gas, m, entre su peso molecular, M, con lo que la Ec. 2.16 se reescribe como:

$$pV = \frac{m}{M}RT. \quad (2.16)$$

Las ecuaciones anteriores sólo son válidas para presiones y temperaturas relativamente bajas. Para poder emplear el modelo de los gases ideales a presiones y temperaturas altas, es necesario hacerle una corrección mediante la adición de un factor de corrección [5]:

$$pV = ZnRT, \quad (2.17)$$

donde Z se define como:

$$Z = \frac{V_{real}@p\ y\ T}{V_{ideal}@p\ y\ T}. \quad (2.18)$$

La **Fig. 2.10** muestra el comportamiento isotérmico del factor de desviación Z respecto a la presión. Debido a que este comportamiento depende de la naturaleza de los gases, Van der Waals introdujo la teoría de los estados correspondiente para generalizar su estudio. Esta establece que al analizar a los gases en términos de variables normalizadas por valores medidos a condiciones críticas, los gases tienen un comportamiento similar. A estas variables se les conoce como propiedades reducidas [5]:

$$p_r = \frac{p}{p_c}, \qquad T_r = \frac{T}{T_c}, \qquad V_r = \frac{V}{V_c}. \quad (2.19)$$

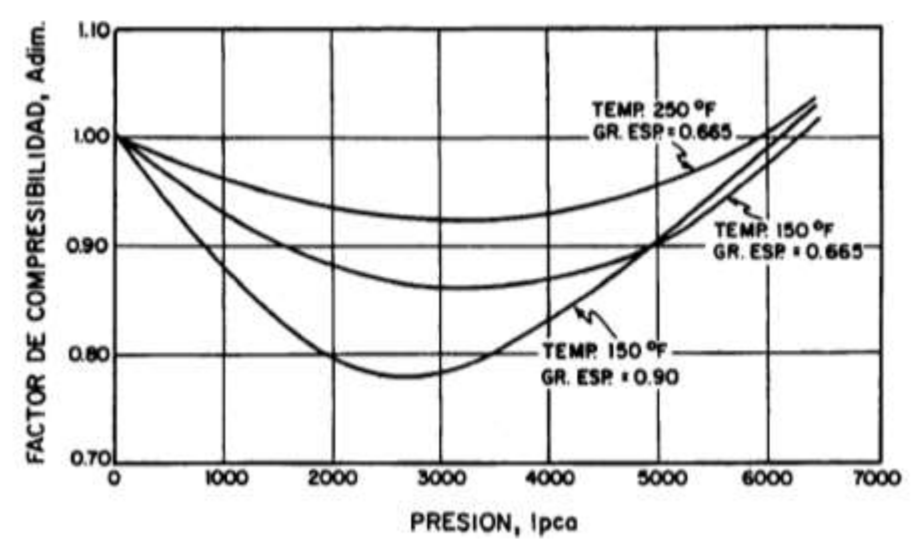


Figura 2.10. Comportamiento del factor Z del gas (Banzer 1996).

Teniendo las propiedades reducidas, podemos utilizar la correlación gráfica de Standing-Katz para conocer el valor del factor de desviación [5], **Fig. 2.11**.

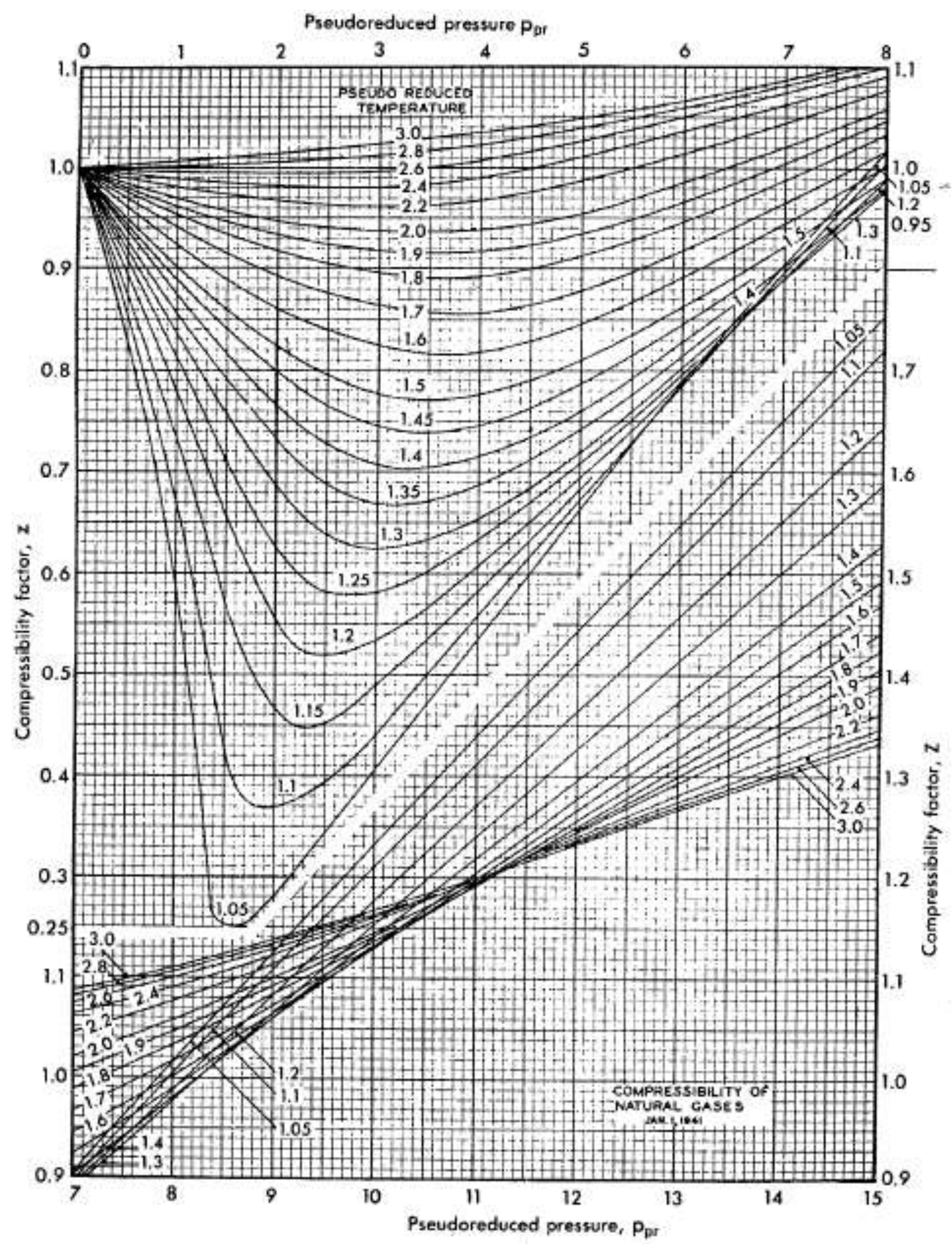


Figura 2.11. Correlación gráfica del factor Z del gas (Standing 1946).

La teoría de los estados correspondientes puede ser extendida para estudiar el comportamiento de las mezclas mediante el uso de las propiedades pseudo-críticas y pseudo-reducidas, que pueden obtenerse mediante el uso de reglas de mezclado como las de Kay [5, 17].

Cuando no se conoce la composición del gas, pero sí su densidad relativa, pueden obtenerse sus propiedades pseudo-críticas mediante la correlación de Sutton [5, 17], **Fig. 2.12**.

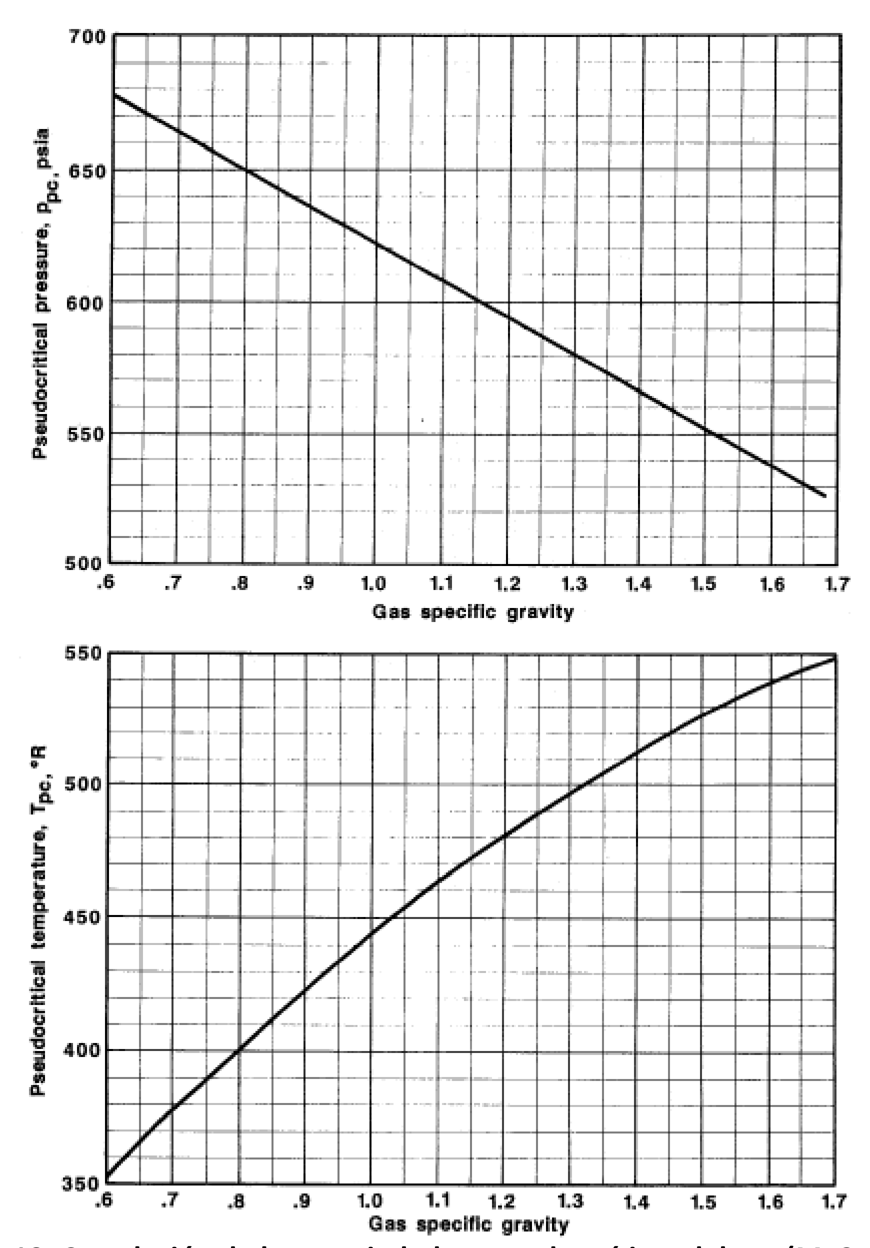


Figura 2.12. Correlación de las propiedades pseudo-críticas del gas (McCain 1993).

2.16.2 Densidad relativa

La densidad relativa del gas se define como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura (60°F y 14.7 psia) se escribe como:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_a}, \qquad (2.20)$$

o bien, considerando que la densidad puede definirse en términos de la ecuación de los gases ideales a estas condiciones:

$$\gamma_g = \frac{M_g}{M_a}, \qquad (2.21)$$

y considerando un valor constante para el peso molecular del aire de $28.96\ lb/lb - mole$, la densidad específica resulta:

$$\gamma_g = \frac{M_g}{28.96}. \qquad (2.22)$$

2.16.3 Factor volumétrico

El factor volumétrico del gas (B_g) se define como el volumen que ocupa en el yacimiento, la unidad volumétrica de gas a condiciones estándar de presión y temperatura (14.7 psia y 60°F) [5, 17]:

$$B_g = \frac{V_g @C.Y.}{V_g @C.E}, \qquad (2.23)$$

y aplicando la ley de los gases reales a la ecuación anterior tenemos:

$$B_g = \frac{ZTp_{C.E}}{pT_{C.E}}. \qquad (2.24)$$

La **Fig. 2.13** muestra el comportamiento del factor volumétrico del gas con respecto a la presión, mismo que se encuentra influenciado por las altas compresibilidades de este fluido.

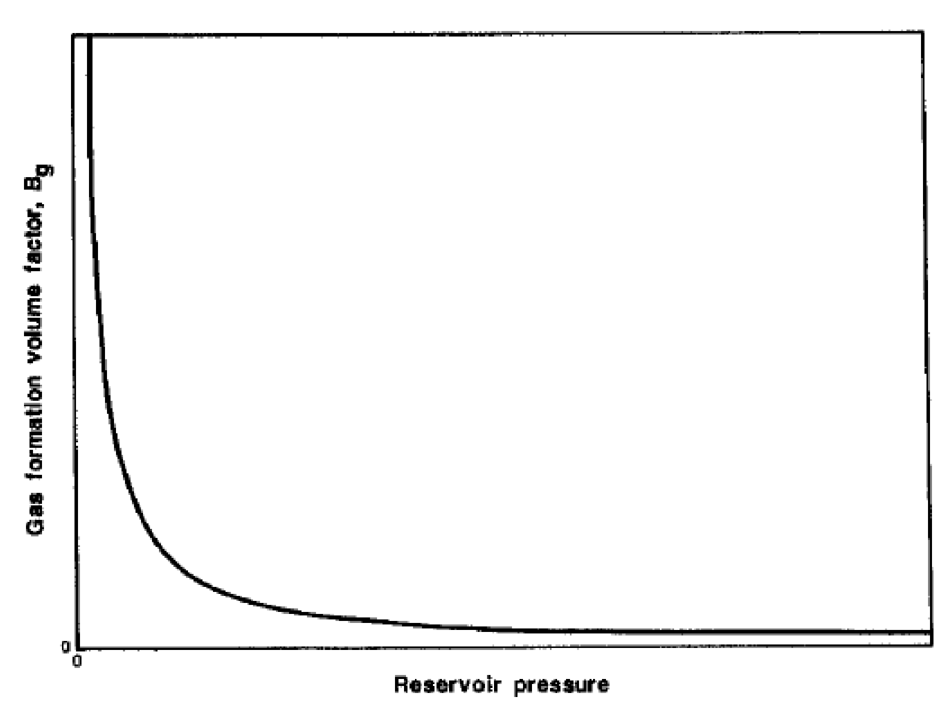


Figura 2.13. Comportamiento isotérmico del factor de volumen del gas en función de la presión (McCain 1993).

2.16.4 Compresibilidad isotérmica

La compresibilidad isotérmica de un gas C_g en psi^{-1}, se define como el cambio fraccional en volumen cuando la presión varía a temperatura constante:

$$C_g = -\frac{1}{V_g}\left(\frac{\partial V_g}{\partial p}\right)_T, \tag{2.25}$$

y puede expresarse en términos del factor Z como:

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z}\frac{\partial Z}{\partial p}, \tag{2.26}$$

que para un gas ideal resulta:

$$C_g = \frac{1}{p}. \tag{2.27}$$

La **Fig. 2.14** muestra el comportamiento C_g respecto de la presión.

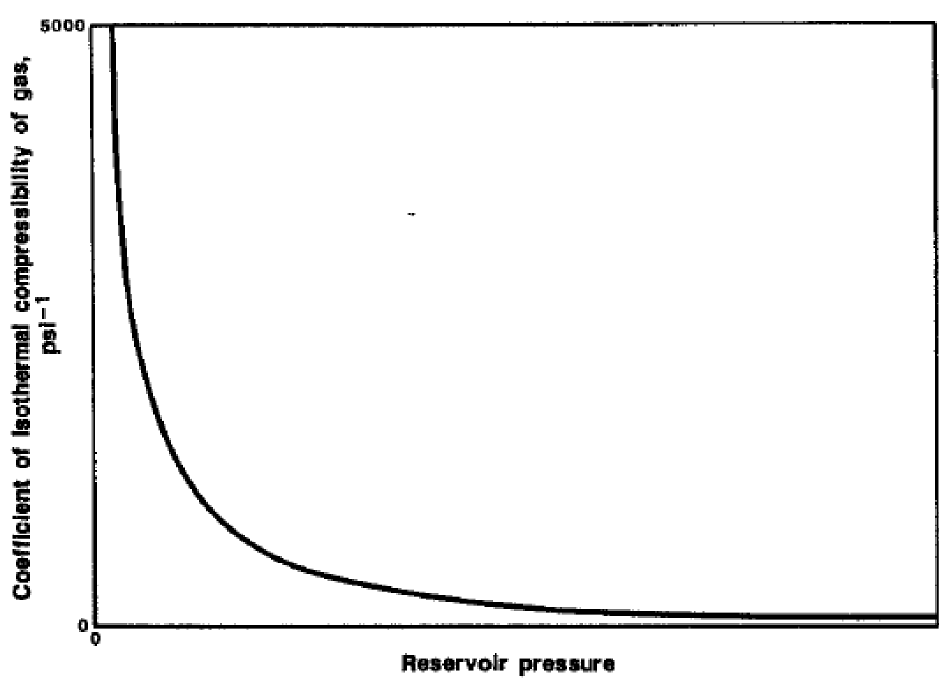


Figura 2.14. Comportamiento del factor de compresibilidad isotérmico del gas en función de la presión (McCain 1993).

2.16.5 Viscosidad del gas

La viscosidad de un gas (μ_g) es la resistencia ofrecen sus moléculas a moverse, por lo que su valor es menor al de los líquidos debido a que las distancias intermoleculares son mayores. Usualmente la viscosidad de los gases no se mide en los laboratorios por la dificultad que implica, y se hace uso de correlaciones como las que se incluyen en el **Apéndice D**.

La **Fig. 2.15** muestra el comportamiento isotérmico de la viscosidad respecto a diferentes presiones. Puede observarse un cambio de régimen conforme aumenta la temperatura y la presión. Contrario a los líquidos, los gases aumentan su viscosidad con la temperatura cuando estos se encuentran a bajas presiones; y cuando la presión aumenta, y las moléculas se encuentran más cercanas entre sí, los aumentos térmicos reducen la viscosidad del gas [5, 17].

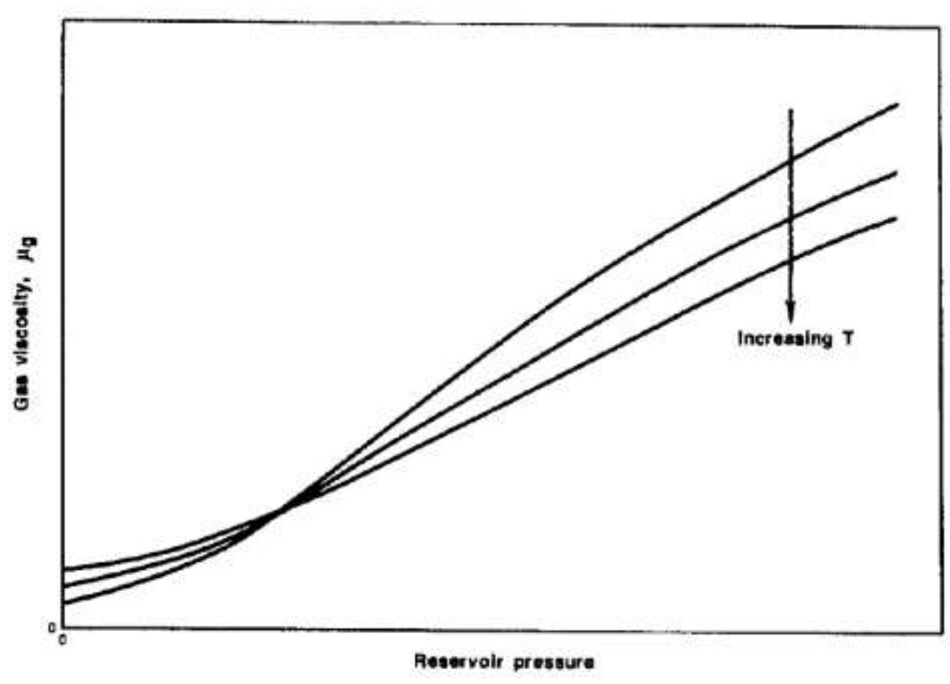


Figura 2.15. Comportamiento isotérmico de la viscosidad del gas en función de la presión (McCain 1993).

2.17 Propiedades del aceite

Conocer el comportamiento de las propiedades del aceite en función de la presión, es de suma importancia para los cálculos realizados en la ingeniería de yacimientos petroleros [5, 17].

2.17.1 Relación de solubilidad

La relación de solubilidad del gas en el aceite (R_{so}), se define como el volumen de gas que esta disuelto en el aceite a condiciones de yacimiento, medido a condiciones estándar; respecto del volumen de aceite sin gas disuelto, medido a condiciones estándar [5, 17]:

$$R_s = \frac{V_{gd@CY}@C.E.}{V_o@C.E.}. \tag{2.28}$$

La **Fig. 2.16** muestra el comportamiento isotérmico de la relación de solubilidad del gas en el aceite respecto a diferentes presiones. Puede observarse

que mientras el aceite permanezca bajo-saturado la relación es constante, y coincide con la Relación Gas-Aceite (RGA), que se define como la relación del gasto de gas producido a condiciones estándar respecto al gasto de aceite producido a condiciones estándar [5, 17].

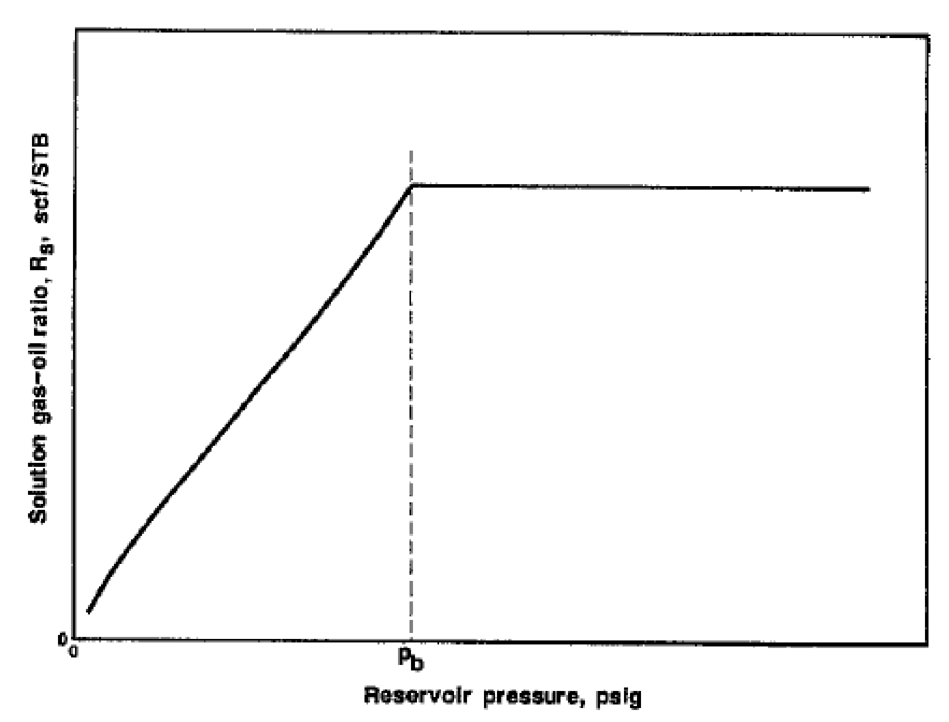


Figura 2.16. Comportamiento isotérmico de la relación de solubilidad del gas en el aceite en función de la presión (McCain 1993).

Cuando la presión es menor a la presión de burbuja la cantidad de gas disuelto disminuye con la presión. El aceite, en esta etapa, es conocido como aceite saturado, debido a que se está liberando gas disuelto del aceite, cuando el aceite ya no contiene gas disuelto se le conoce como aceite muerto [5, 17].

2.17.2 Factor de volumen de aceite

El comportamiento isotérmico del factor de volumen de aceite (B_o) en relación con la presión se muestra en la **Fig. 2.17**. Se observa que el volumen de aceite experimenta cambios debido a la expansión de los líquidos, así como al

cambio en la cantidad de gas en solución de la mezcla. Así, el factor de volumen se define como la relación de volúmenes del aceite y su gas disuelto a condiciones del yacimiento respecto al del aceite muerto a condiciones estándar:

$$B_o = \frac{V_{o+gd}@C.Y.}{V_o@C.E.}. \tag{2.29}$$

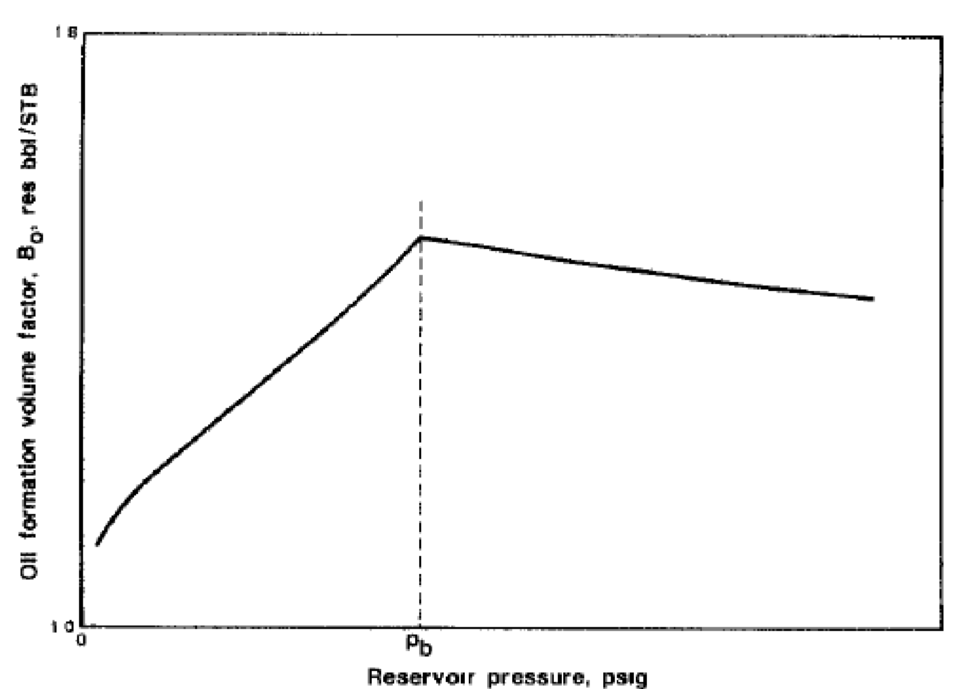


Figura 2.17. Comportamiento isotérmico del factor de volumen del aceite en función de la presión (McCain 1993).

2.17.3 Factor de volumen total

El factor volumétrico total o bifásico, se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril a condiciones estándar de aceite más su gas originalmente en solución [5, 17]:

$$B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_s). \tag{2.30}$$

El comportamiento isotérmico del B_t y B_o con respecto a la presión se muestra en la **Fig. 2.18.** Como se aprecia $B_t = B_o$ a presiones mayores a la presión de burbuja, debido a que no hay liberación de gas. Y a presiones menores

que la presión de burbuja, B_t crece considerablemente gracias a que R_s tiende a cero a presiones cercanas a las condiciones estándar, mientras que B_g tiende a uno y R_{si} mantiene un valor grande [5, 17].

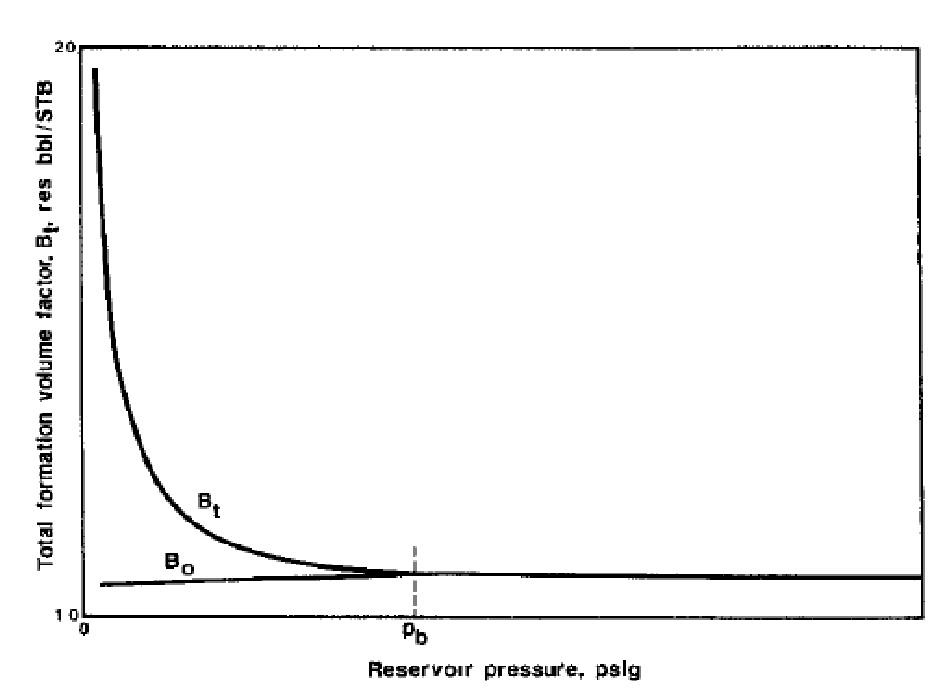


Figura 2.18. Comportamiento isotérmico del factor de volumen total y del aceite respecto de la presión (McCain 1993).

2.17.4 Compresibilidad isotérmica del aceite

Es el cambio fraccional del volumen cuando la presión cambia a temperatura constante, este pude determinarse para un aceite bajo-saturado como:

$$C_o = -\frac{1}{V_o}\left(\frac{\partial V_o}{\partial p}\right)_T = -\frac{1}{B_o}\left(\frac{\partial B_o}{\partial p}\right)_T = \frac{1}{\rho_o}\left(\frac{\partial \rho_o}{\partial p}\right)_T, \qquad (2.31)$$

y para un aceite saturado como:

$$C_o = -\frac{1}{B_o}\left(\frac{\partial B_o}{\partial p}\right)_T + \frac{B_g}{B_o}\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T. \qquad (2.32)$$

Las consecuencias de los cambios en la compresibilidad que provoca la liberación de gas se muestra en la **Fig. 2.19** [5, 17].

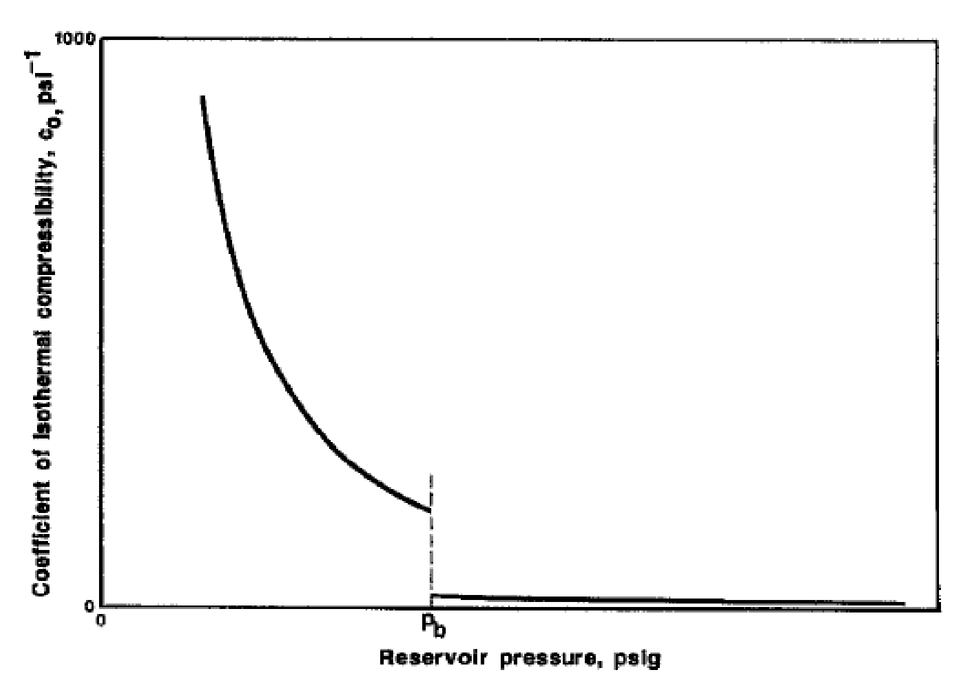


Figura 2.19. Comportamiento del factor de compresibilidad isotérmico del aceite respecto de la presión (McCain 1993).

2.17.5 Viscosidad del aceite

El comportamiento de la viscosidad del aceite se ve afectado por la liberación de gas. Al abatir la presión en un aceite bajo-saturado la viscosidad disminuye, pero cuando el aceite entra en etapa de saturación su viscosidad aumenta gradualmente a causa de la liberación de gas, **Fig. 2.20**.

2.17.6 Densidad relativa del aceite

La densidad relativa del petróleo, se define como la razón de la densidad del petróleo a la densidad del agua, ambas medidas a las mismas condiciones:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}, \qquad (2.33)$$

estas densidades normalmente son medidas a condiciones atmosféricas [5, 17].

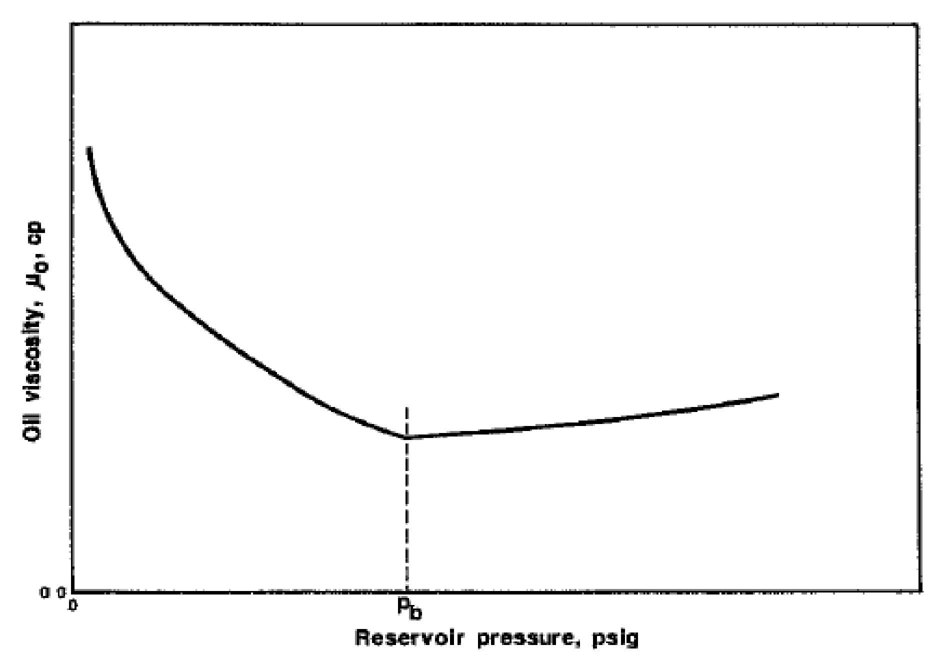


Figura 2.20. Comportamiento del factor de compresibilidad isotérmico del aceite respecto de la presión (McCain 1993).

2.17.7 Densidad API

La densidad del aceite usualmente se mide en grados (°API):

$$°API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5, \tag{2.34}$$

y el valor de la mezcla es inversamente proporcional a esta propiedad.

2.18 Propiedades del agua de la formación

Es importante mostrar el comportamiento de algunas de las propiedades del agua de formación, a pesar de que son afectadas en menor medida por la cantidad de gas disuelto y las condiciones de abatimiento [5, 17].

2.18.1 Relación de solubilidad

Los valores de relación de solubilidad son muy bajos en comparación con los del aceite, **Fig. 2.20**. La cantidad de sólidos disminuye la compresibilidad de los

fluidos, **Fig. 2.21**; esto se debe a la poca afinidad entre las moléculas. La relación de solubilidad del gas en el agua se define como el volumen de gas disuelto en el agua a condiciones de yacimiento, medidos a condiciones estándar [5, 17].

$$R_{sw} = \frac{V_{gd@CY}@C.E.}{V_w@C.E.}. \tag{2.35}$$

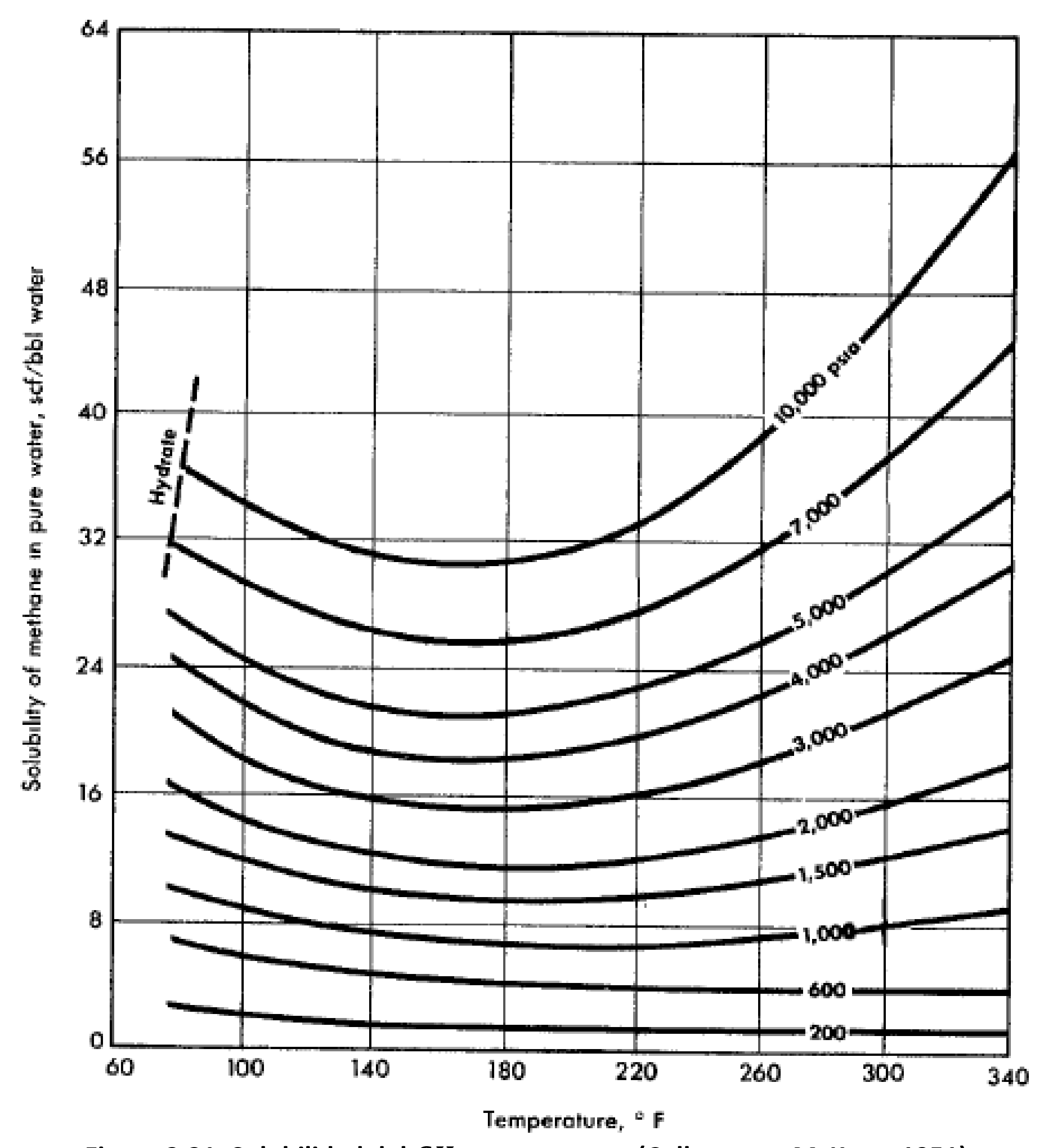


Figura 2.21. Solubilidad del CH_4 en agua pura (Culberson y McKetta 1951).

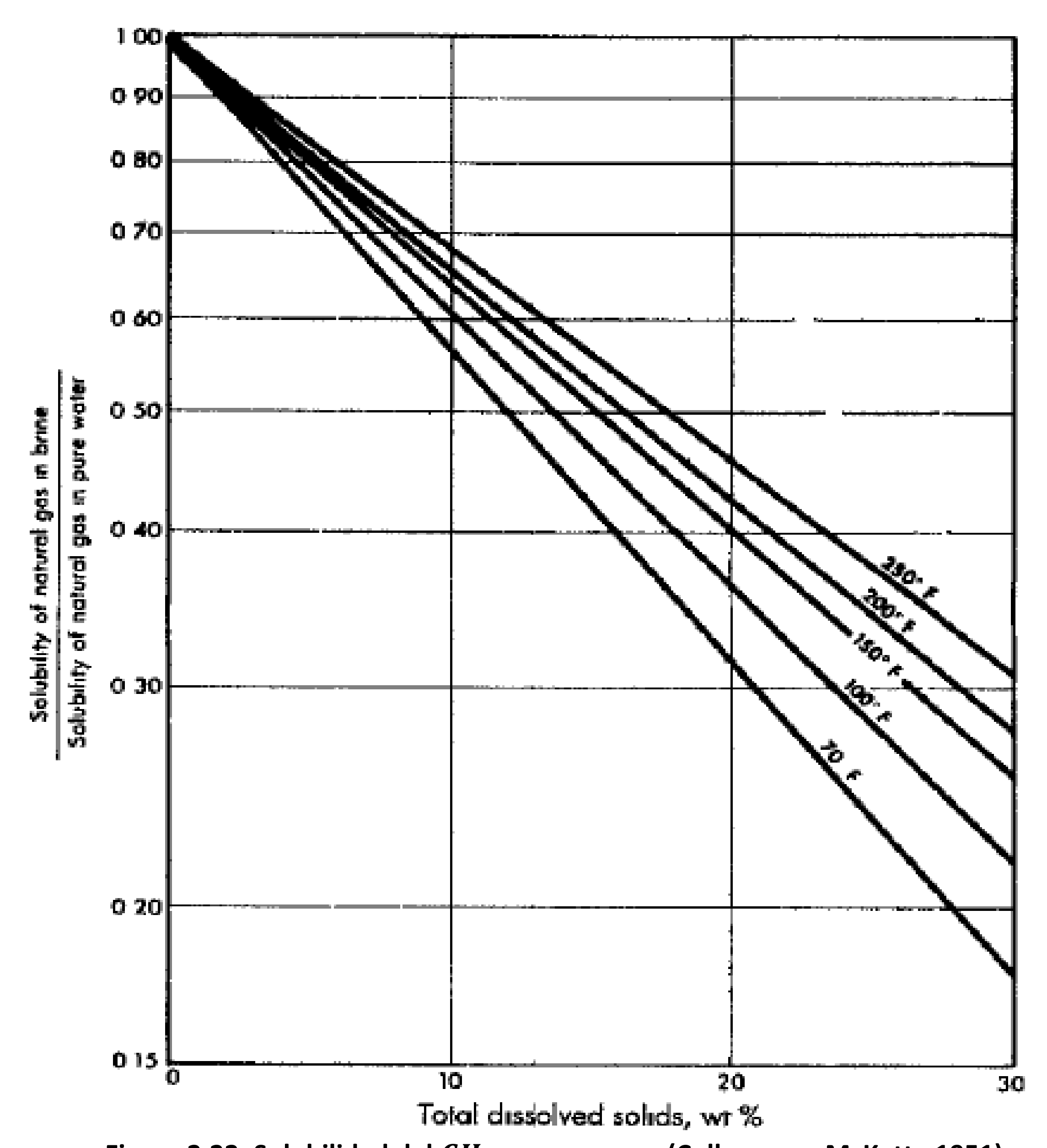


Figura 2.22. Solubilidad del CH_4 en agua pura (Culberson y McKetta 1951).

2.18.2 Factor volumétrico del agua

El factor de volumen de agua se define de manera similar al del aceite, pero este se comporta de manera diferente ya que aumenta al abatir la presión [5, 17]:

$$B_w = \frac{V_{w+gd}@C.Y.}{V_w@C.E.}. \tag{2.36}$$

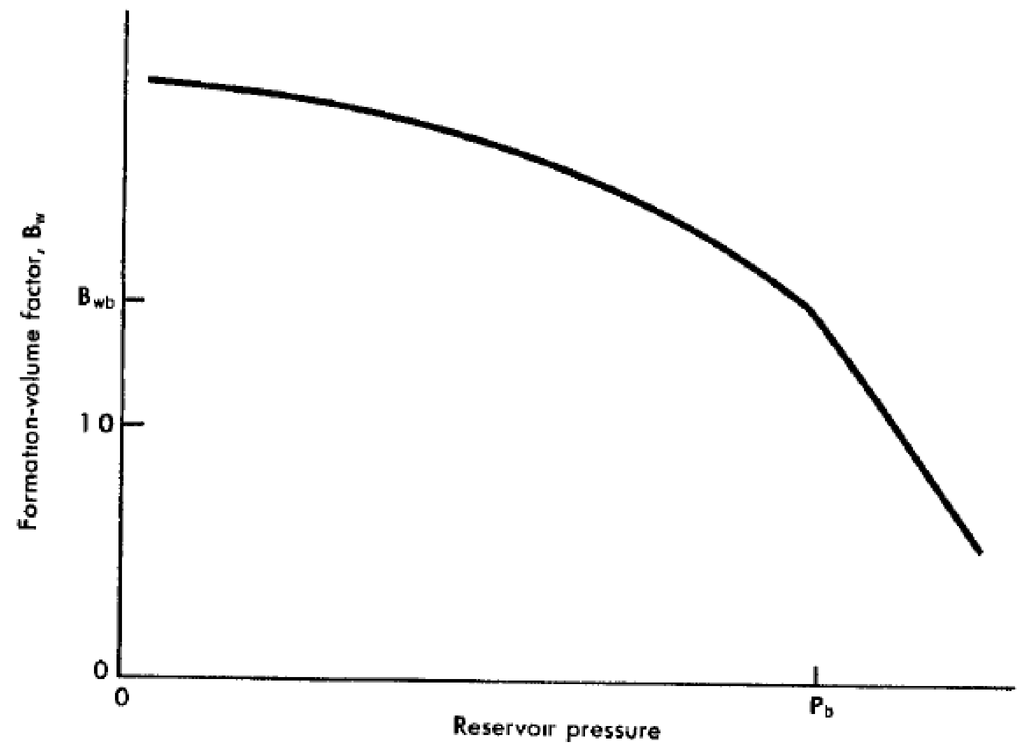


Figura 2.23. Comportamiento típico del factor de volumen del agua en función de la presión y temperatura constante (McCain 1993).

2.18.3 Compresibilidad del agua de formación

Como el agua también contiene gas disuelto, la compresibilidad del agua de formación se expresa a condiciones mayores de la presión de burbuja [5, 17]:

$$C_w = -\frac{1}{V_w}\left(\frac{\partial V_w}{\partial p}\right)_T = -\frac{1}{B_w}\left(\frac{\partial B_w}{\partial p}\right)_T = -\frac{1}{\rho_w}\left(\frac{\partial \rho_w}{\partial p}\right)_T. \quad (2.37)$$

y por debajo de la presión de burbuja como:

$$C_w = -\frac{1}{B_w}\left(\frac{\partial B_w}{\partial p}\right)_T + \frac{B_g}{B_w}\left(\frac{\partial R_{sw}}{\partial p}\right)_T. \quad (2.38)$$

2.18.4 Viscosidad del agua de formación

Ésta aumenta conforme incrementa la presión, disminuye con incrementos de temperatura y aumenta a mayor cantidad de sólidos disueltos, **Fig. 2.23** [5, 17].

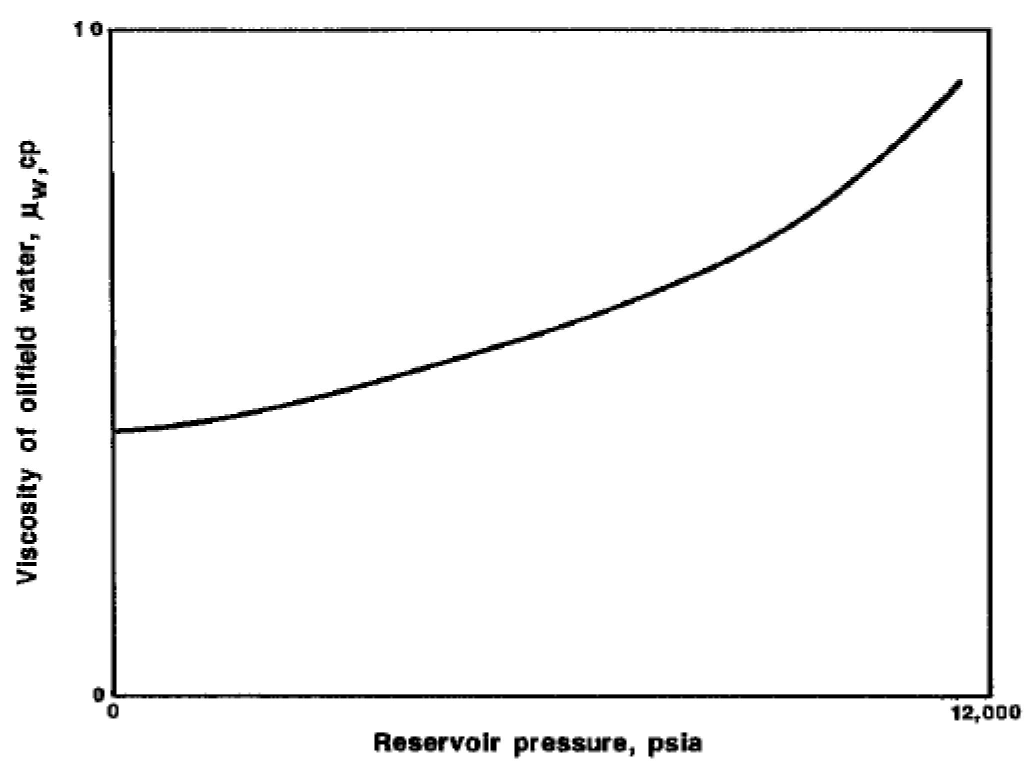


Figura 2.24. Comportamiento típico de la viscosidad del agua de formación en función de la presión y a temperatura constante (McCain 1993).

2.19 Clasificación de yacimientos de acuerdo al diagrama de fases

Existen diferentes formas de clasificar a los yacimientos, algunas son de acuerdo al tipo de roca almacenadora, ambiente de depósito, propiedades de los fluidos, entre otras [5, 17].

Para toda mezcla de hidrocarburos de un yacimiento existe un diagrama de fases el cual se mantendrá a menos que las proporciones de los componentes cambien, por ello es muy útil emplear la posición que ocupan las condiciones de presión-temperatura del yacimiento y las etapas de explotación para clasificarlos.

A continuación se describen los diferentes grupos en los que se han clasificado los fluidos en el yacimiento de acuerdo a su diagrama de fases presión-temperatura y su comportamiento durante la explotación.

2.19.1 Yacimientos de gas húmedo

Los fluidos contenidos en los yacimientos de gas, se encuentran a temperaturas superiores a las de la cricondenterma lo que permite que se encuentren en fase gaseosa. Durante la explotación del yacimiento el fluido no cambia de fase. Existen dos diferentes tipos de yacimientos de gas, que son yacimientos de gas húmedo y yacimientos de gas seco, estos se pueden diferenciar por lo que sucede con sus fluidos en superficie [5, 17].

En la **Fig. 2.25** se muestra un diagrama típico de gas húmedo, para este caso durante la explotación no se alcanza la región de dos fases en el yacimiento, pero la disminución de temperatura y presión en el separador provoca que el gas alcance el punto de rocío e incluso entre en la región de dos fases, provocando que parte del gas se condense.

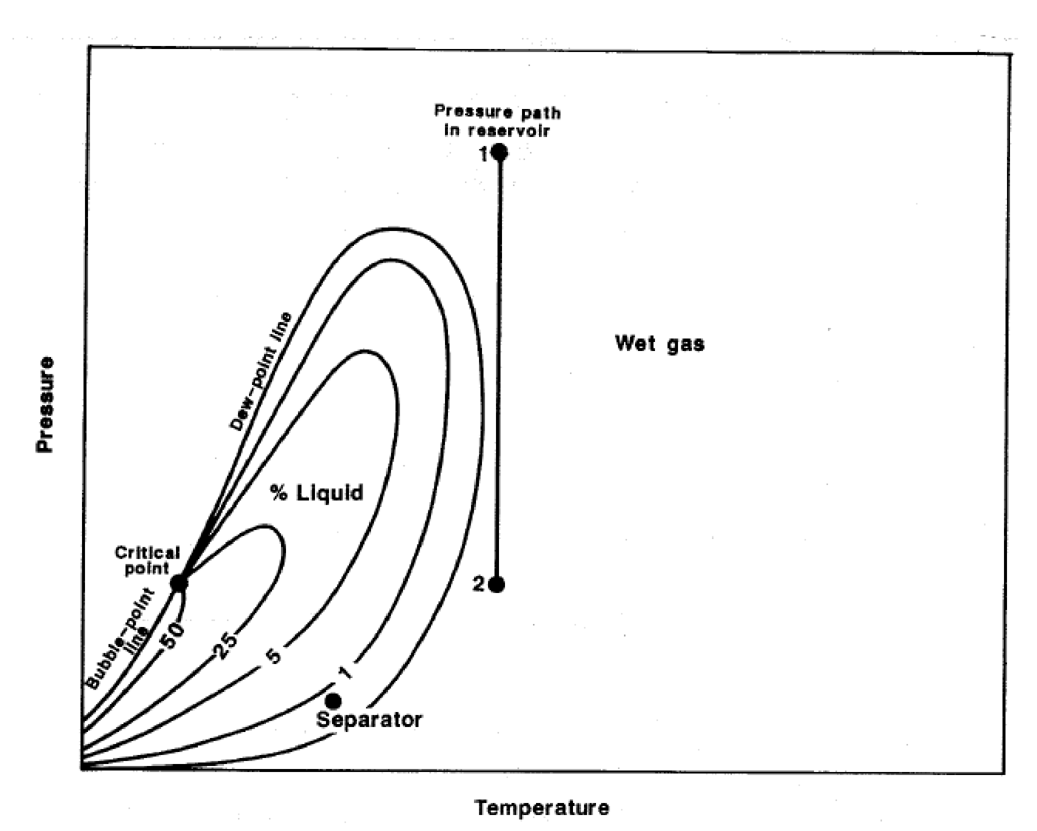


Figura 2.25. Diagrama de fases de un gas húmedo (McCain 1993).

2.19.2 Yacimientos de gas seco

Para el caso del gas seco, el fluido jamás sufre un cambio de fase a condiciones de presión y temperatura estándar. Como se puede apreciar en la **Fig. 2.26**, la temperatura del yacimiento (línea 1-2) es mucho mayor a la cricondenterma e incluso está más alejada que la de un yacimiento de gas húmedo.

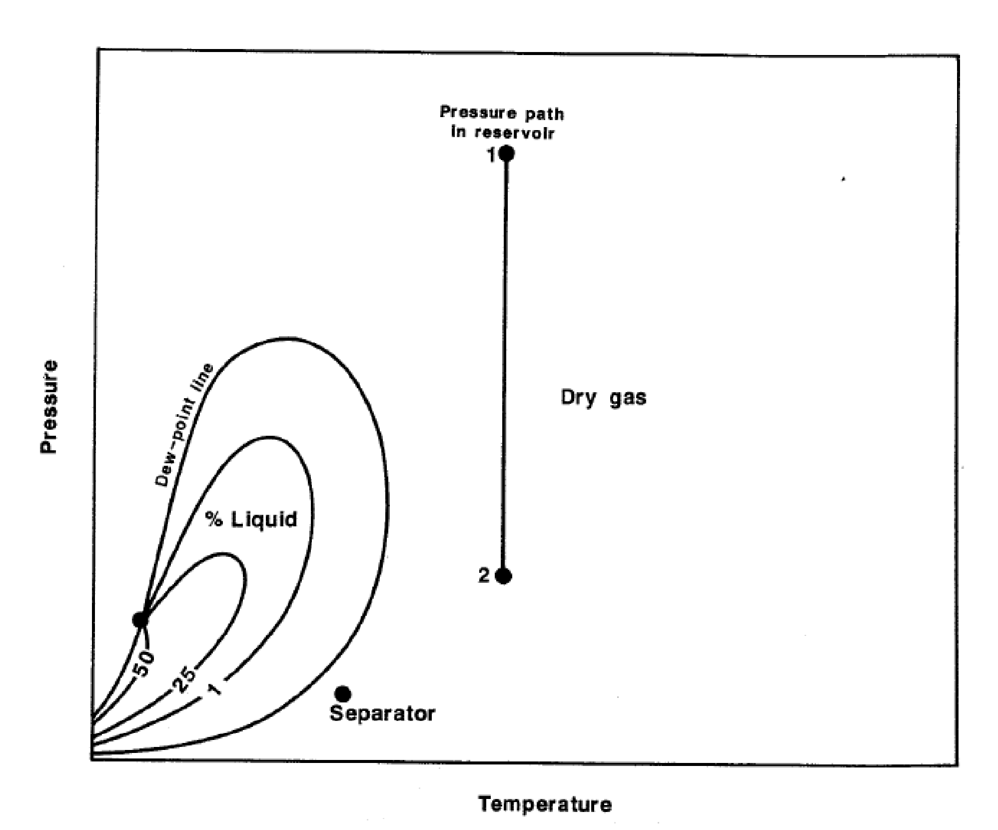


Figura 2.26. Diagrama de fases de un gas seco (Mc Cain, 1993).

2.19.3 Yacimientos de gas y condensado

Los fluidos de un yacimiento de gas y condensado se caracterizan porque la temperatura a la que se encuentran son mayores a la crítica y menores a la de la cricondenterma. Los fluidos se encuentran en estado gaseoso si la presión es mayor a la presión de rocío [5, 17].

La **Fig. 2.27** corresponde a un diagrama presión-temperatura de un yacimiento de gas y condensado. Los puntos 1,2 y 3 muestran una isoterma del abatimiento de presión que sufren los fluidos durante la etapa de explotación. El punto 1 representa las condiciones a las que se encuentran los fluidos dentro del yacimiento, al abatir la presión, rápidamente se entra en la envolvente de fases (punto 2), alcanzando la presión de rocío. Del punto 2 al 3 sucede la condensación retrograda, esto es un fenómeno en el que al abatir la presión se llega a un punto en el que parte del líquido que se condenso, producto del abatimiento de presión, vuelve a estado gaseoso.

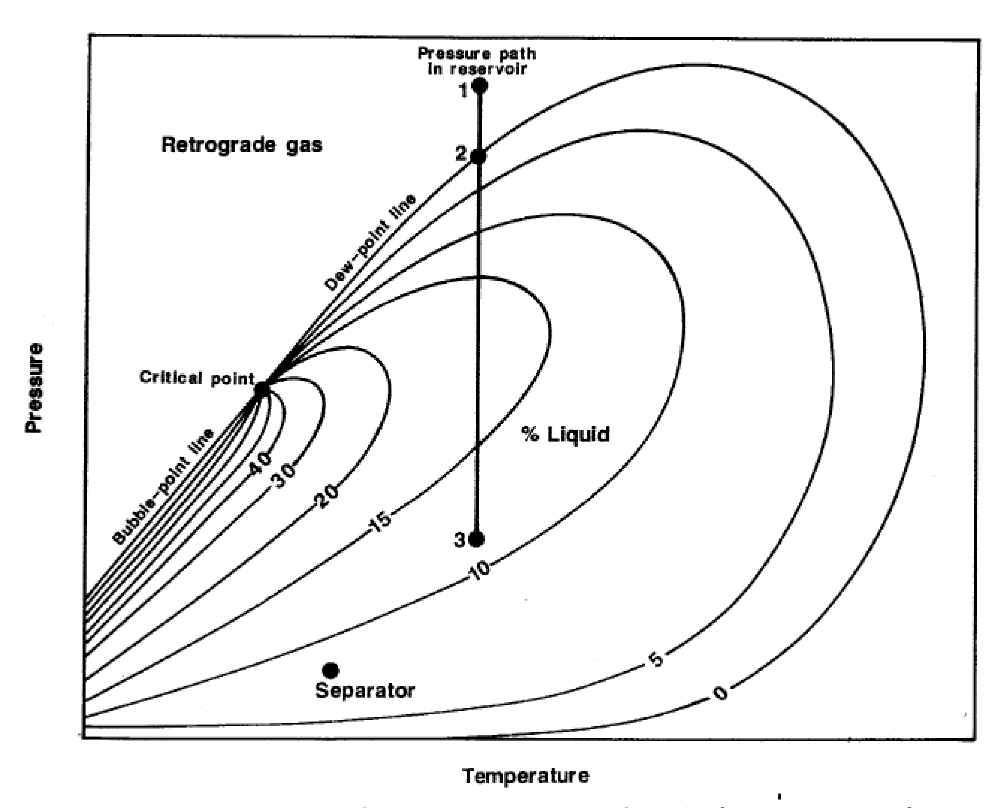


Figura 2.27. Diagrama de fases de un gas retrógrado (McCain, 1993).

2.19.4 Yacimientos de aceite negro

La composición del aceite negro se caracteriza por ser rico en componentes pesados. En la **Fig. 2.28** se presenta un diagrama presión-temperatura típico de

un aceite negro. Para el aceite negro las curvas de calidad se encuentran más pegadas a la curva de rocío. Los puntos 1,2 y 3 representan una isoterma del abatimiento de presión durante la explotación del yacimiento partiendo desde las condiciones originales del yacimiento, pasando por la tubería hasta llegar a la cabeza del pozo [5, 17].

Como se puede observar, la temperatura es menor a la crítica y el fluido se encuentra en fase líquida gracias a que la presión a la que se encuentra es mayor a la presión crítica. En el punto dos, se ha alcanzado la presión de burbuja y comienza a liberarse gas del aceite paulatinamente hasta el punto 3.

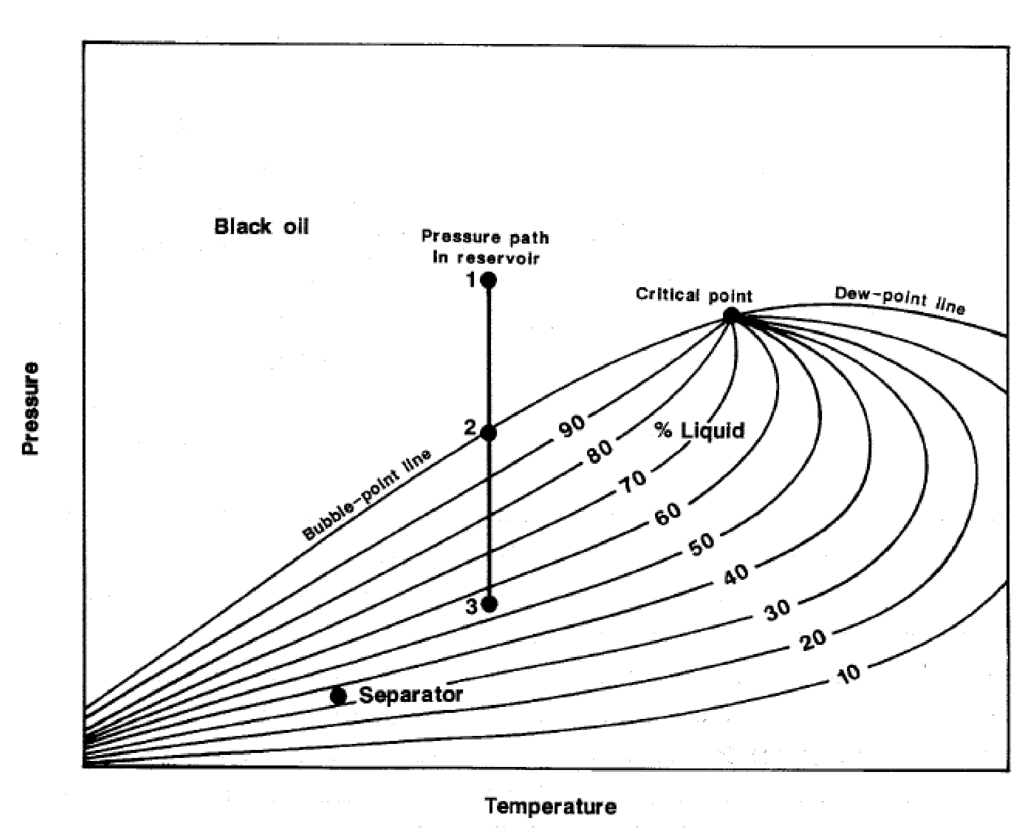


Figura 2.28. Diagrama de fases de un aceite negro (McCain, 1993).

2.19.5 Yacimientos de aceite volátil

El aceite volátil contiene menor cantidad de componentes pesados, al contrario del aceite negro es más rica en componentes intermedios. La

temperatura crítica de la mezcla es menor a la del aceite negro y las curvas de burbuja se encuentran más cargadas hacia la curva de burbuja, razón por la cual en algunos casos con pequeños abatimientos de presión se liberan grandes cantidades de gas del aceite. La temperatura a la que se encuentra dentro del yacimiento es menor pero muy cercana a la temperatura crítica [5, 17].

La **Fig. 2.29** muestra un diagrama típico de un aceite volátil en que se puede ver una isoterma formada por los puntos 1, 2 y 3 la que representa la etapa de explotación del yacimiento. De los puntos 2 al 3 el aceite está por debajo de presión de burbuja por lo que se encuentra en la etapa de saturación, como se puede observar en la figura con el abatimiento de presión se libera una gran cantidad de gas, puesto que en el punto 3 solamente el 30% de la mezcla está en fase líquida.

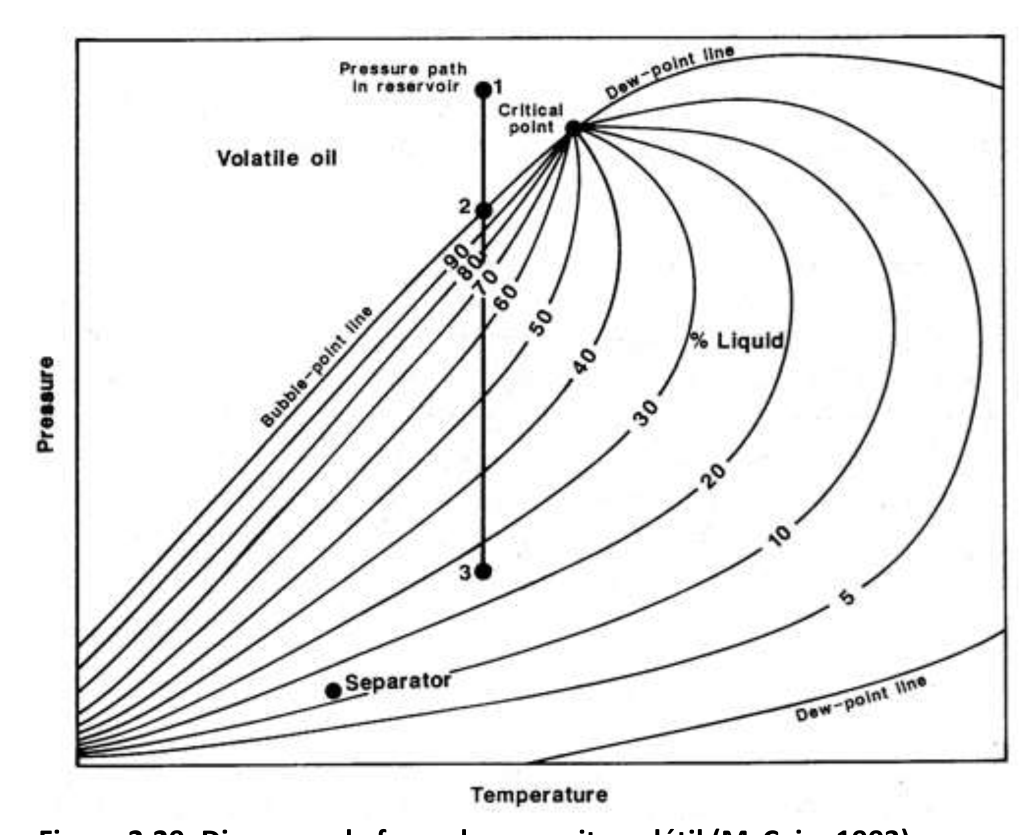


Figura 2.29. Diagrama de fases de un aceite volátil (McCain, 1993).

Ejercicios propuestos para el capítulo 2 con solución.

1. Calcule el volumen poroso de un núcleo con una porosidad de 23% y un volumen de sólidos de $0.7\ cm^3$.

Solución:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_p}{V_p + V_s}$$

Entonces, al despejar Vp:

$$V_p = \frac{\phi V_s}{1-\phi} = \frac{0.23 \times 0.7}{1-0.23} = 0.21\ cc$$

2. Un fluido con una viscosidad de 1.2 *cp* fluye a través de una sección porosa rectangular con un gasto de 0.25 cm^3/s con una caída de presión de 2.5 *atm.* Las dimensiones del núcleo son de 12 *cm* de largo y 5 cm^2 de área de flujo. determine la permeabilidad del elemento.

Solución:

Dado que las unidades se encuentras reportadas en unidades de Darcy, únicamente se despeja la permeabilidad y se substituyen valores en la ecuación de la permeabilidad de Darcy:

$$k = \frac{q\mu}{A}\frac{L}{\Delta p} = \frac{(0.25\ cm^3)(1.2\ cp)}{5(cm^2)}\frac{12(cm)}{(2.5\ atm)} = 0.288\ darcys$$

Ó $288\ md$

3. Un fluido con una viscosidad de 1.2 cp fluye a través de una sección porosa rectangular con un gasto de 0.25 cm^3/s con una caída de presión de 2.5 atm. Las dimensiones del núcleo son de 12 cm de largo y 5cm^2 de área de flujo. Determine la permeabilidad del elemento.

Solución:

$$k = \frac{q\mu}{A}\frac{L}{\Delta p}$$

$$k = \frac{0.25 * 1.2\left(\frac{cm^3}{s}\right)(cp)}{5(cm^2)}\frac{12(cm)}{2.5(atm)} = 0.288\ Darcy\ \text{ó}\ 288\ md$$

4. Obtenga la permeabilidad relativa a cada fase y grafique sus resultados, considere que po=pw. Los gastos medidos experimentalmente en un núcleo son:

S_w [Fracc.]	q_o [cm^3/s]	q_w [cm^3/s]
0.0	0.0600	0.000
0.2	0.0420	0.000
0.3	0.0300	0.010
0.4	0.0200	0.020
0.5	0.0130	0.035
0.6	0.0075	0.051
0.7	0.0040	0.068
0.8	0.0010	0.085
0.9	0.0000	0.096
1.0	0.0000	0.250

Solución:

Debido a que los caudales se midieron cuando el aceite y el agua saturan completamente al núcleo, no se requieren más detalles para el cálculo de las

permeabilidades relativas; y las expresiones para las permeabilidades relativas para el aceite y para el agua respectivamente son:

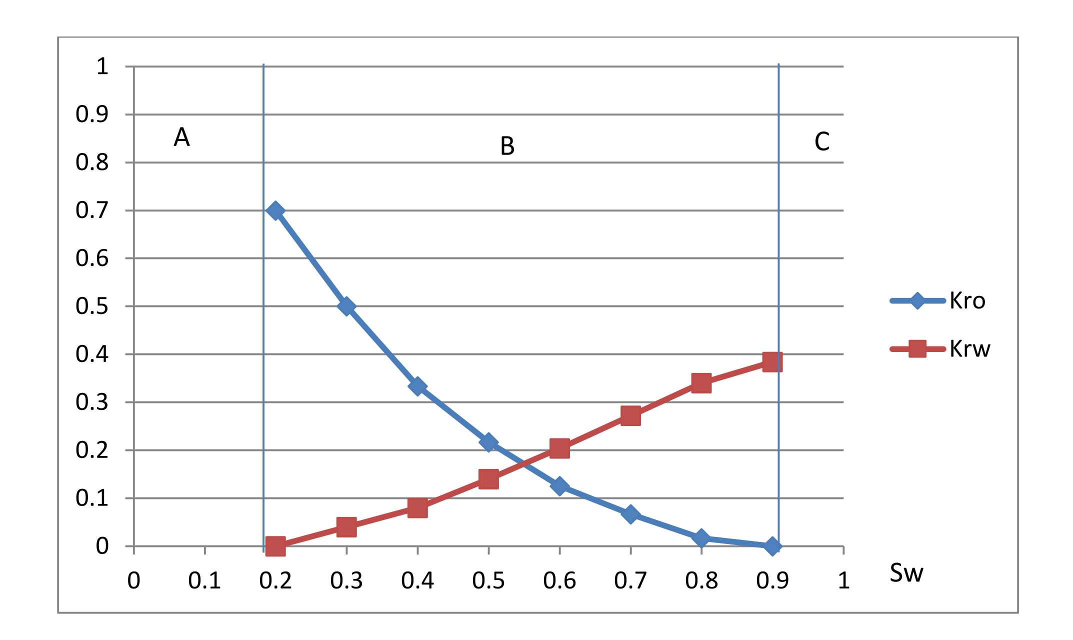
$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} = \frac{\left[(q_o\mu_o)/\left(\frac{dp}{dx}\right)\right]_{S_w}}{\left[(q_o\mu_o)/\left(\frac{dp}{dx}\right)\right]_{S_w=0}} = \frac{(q_f)_{S_w}}{(q_f)_{S_w=0}}$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} = \frac{\left[(q_w\mu_w)/\left(\frac{dp}{dx}\right)\right]_{S_w}}{\left[(q_w\mu_w)/\left(\frac{dp}{dx}\right)\right]_{S_w=1}} = \frac{(q_f)_{S_w}}{(q_f)_{S_w=1}}$$

S_w [Fracc.]	q_o [cm^3/s]	q_w [cm^3/s]	Kro	Krw
0.0	0.0600	0.000	1.0000	0.000
0.2	0.0420	0.000	0.7000	0.000
0.3	0.0300	0.010	0.5000	0.040
0.4	0.0200	0.020	0.3333	0.080
0.5	0.0130	0.035	0.2167	0.140
0.6	0.0075	0.051	0.1250	0.204
0.7	0.0040	0.068	0.0667	0.272
0.8	0.0010	0.085	0.0167	0.340
0.9	0.0000	0.096	0.0000	0.384
1.0	0.0000	0.250	0.0000	1.000

Los valores quedan de la siguiente manera:

El gráfico sería como el siguiente:



En la región A, únicamente fluye aceite, mientras que en la región C, sólo fluye agua. En ambos casos, es necesario alcanzar la saturación crítica del agua y del aceite respectivamente para que tales fluidos puedan comenzar a desplazarse.

5. Explique si es posible usar las relaciones de presión capilar $p_{cow}(S_w) = p_o - p_w$ y $p_{cgo}(S_g) = p_g - p_o$ para un yacimiento mojado por aceite.

Solución:

La definición de la presión capilar es: $P_c = P_{nm} - P_m$

La primera relación para definir la presión capilar entre el aceite y el agua ($P_{cow}(S_w) = P_o - P_w$) **no es válida** para un sistema mojado por aceite, porque en esta resta la presión de la fase no-mojante a la presión de la fase mojante que es el aceite.

La segunda relación para definir la presión capilar entre el gas y el aceite ($P_{cgo}(S_g) = P_o - P_g$) **si es válida**, ya que cumple la condición, presión de la fase mojante menos la presión de la fase no-mojante.

6. Demuestre mediante balance volumétrico, que la compresibilidad efectiva de un yacimiento bajo-saturado es $C_e = C_o\emptyset + C_r(1-\emptyset)$

Solución:

El volumen total V_b es:

$$V_b = V_p + V_r$$

Un yacimiento bajo-saturado el volumen poroso sólo contiene agua y aceite, por lo tanto

$$V_b = V_o + V_w + V_r$$

Derivando respecto a la presión

$$\frac{\partial}{\partial p}(V_b) = \frac{\partial}{\partial p}(V_o + V_w + V_r)$$

$$\frac{\partial V_b}{\partial p} = \frac{\partial V_o}{\partial p} + \frac{\partial V_w}{\partial p} + \frac{\partial V_r}{\partial p}$$

Si la compresibilidad del aceite, agua, roca y total

$C_o = -\frac{1}{V_o}\left(\frac{\partial V_o}{\partial p}\right)_t$; $C_w = -\frac{1}{V_w}\left(\frac{\partial V_w}{\partial p}\right)_t$; $C_s = -\frac{1}{V_s}\left(\frac{\partial V_s}{\partial p}\right)_t$; $C_w = -\frac{1}{V_w}\left(\frac{\partial V_w}{\partial p}\right)_t$; $C_b = -\frac{1}{V_b}\left(\frac{\partial V_b}{\partial p}\right)_t$

Entonces las derivadas son $\frac{\partial V_o}{\partial p} = -C_oV_o$; $\frac{\partial V_w}{\partial p} = -C_wV_w$; $\frac{\partial V_r}{\partial p} = -C_rV_r$; $\frac{\partial V_b}{\partial p} = -C_bV_b$

Sustituyendo las derivadas tenemos

$$-C_bV_b = -C_oV_o - C_wV_w - C_rV_r$$

Dividiendo todo entre $-V_b$

$$C_b = \frac{C_oV_o}{V_b} + \frac{C_wV_w}{V_b} + \frac{C_rV_r}{V_b}$$

Con $V_r = V_b - V_p$ la expresión queda de la siguiente manera

$$C_b = \frac{C_o V_o}{V_b} + \frac{C_w V_w}{V_b} + \frac{C_r (V_b - V_p)}{V_b}$$

Si la porosidad es $\emptyset = \frac{V_p}{V_b}$ tenemos que $\frac{C_r(V_b - V_p)}{V_b} = C_r \frac{V_b}{V_b} - C_r \frac{V_p}{V_b} = C_r - C_r\emptyset = C_r(1-\emptyset)$

$$C_b = \frac{C_o V_o}{V_b} + \frac{C_w V_w}{V_b} + C_r(1-\emptyset)$$

Multiplicando por la unidad $\frac{V_p}{V_p}$ los dos primeros miembros de la expresión

$$C_b = C_o \frac{V_o}{V_b}\frac{V_p}{V_p} + C_w \frac{V_w}{V_b}\frac{V_p}{V_p} + C_r(1-\emptyset)$$

Reagrupando algunos términos

$$C_b = C_o \frac{V_o}{V_p}\frac{V_p}{V_b} + C_w \frac{V_w}{V_p}\frac{V_p}{V_b} + C_r(1-\emptyset)$$

Las saturaciones de fluidos son $S_o = \frac{V_o}{V_p}$; $S_w = \frac{V_w}{V_p}$ entonces la expresión queda como

$$C_b = C_o S_o \emptyset + C_w S_w \emptyset + C_r(1-\emptyset)$$

Considerando la saturación de agua despreciable, la saturación de agua tiende a uno, entonces la compresibilidad total convierte únicamente en la efectiva.

$$\lim_{S_o \to 1} C_b = \lim_{S_o \to 1} [C_o S_o \emptyset + C_w S_w \emptyset + C_r(1-\emptyset)] = C_e$$

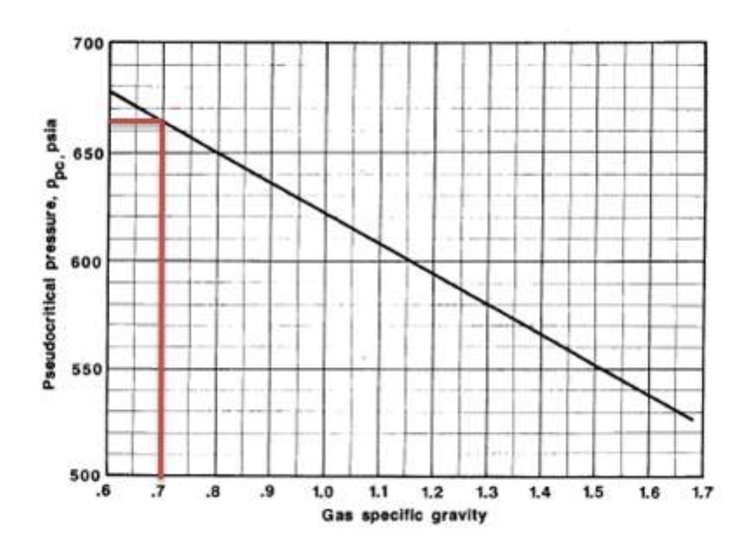
Por lo tanto

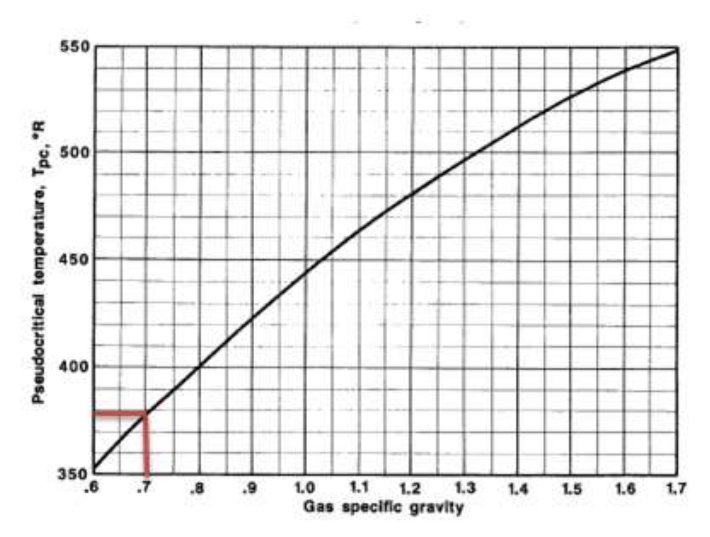
$$C_e = C_o \emptyset + C_r(1-\emptyset)$$

7. Encuentre el factor de desviación Z, de un gas cuya gravedad específica es de 0.70 a 5000 psia de presión y 203°F.

Solución:

Se requieren las propiedades pseudo-críticas del gas. Para obtenerlas, podemos utilizar las siguientes gráficas:





De esta manera, encontramos los siguientes valores:

$T_{pc} = 375°R$

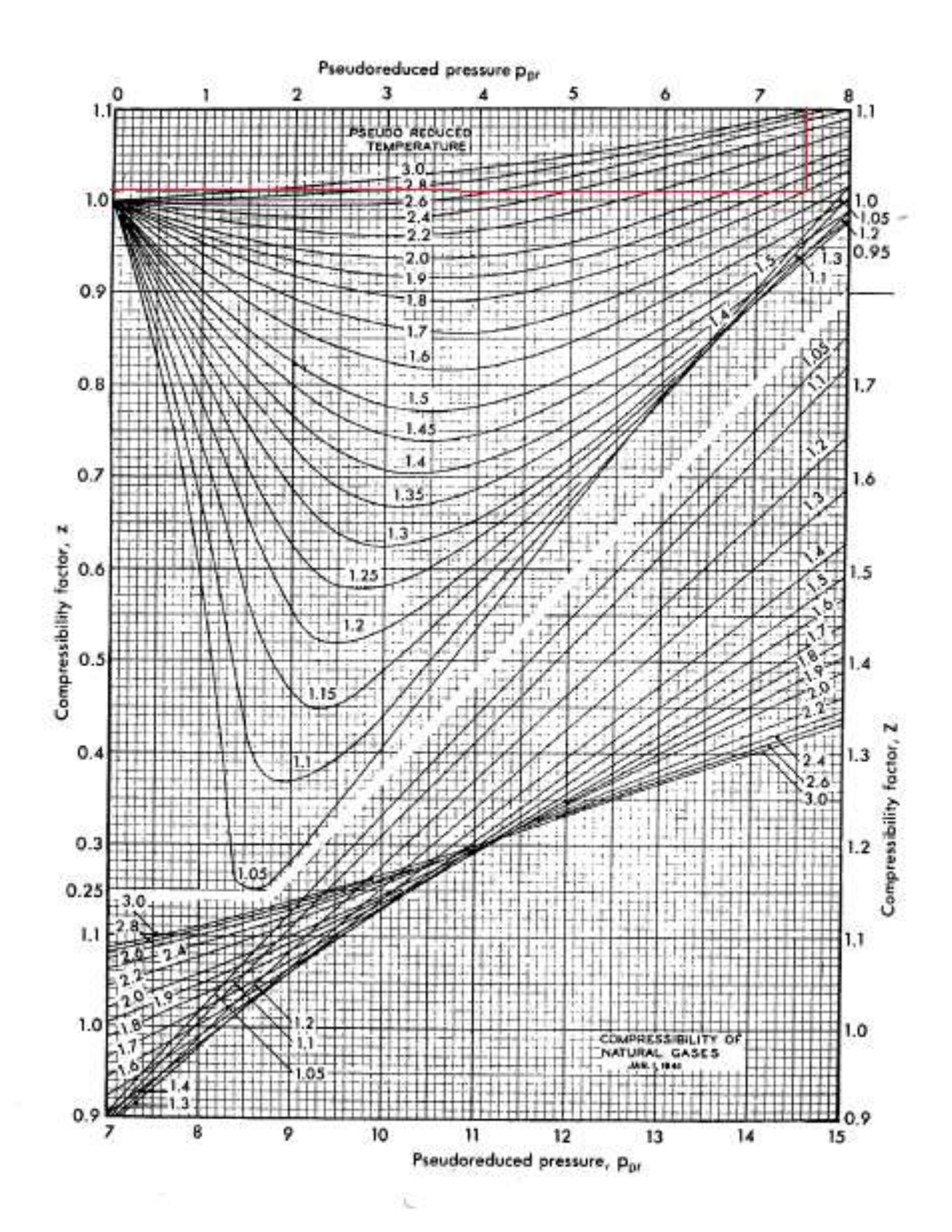
$p_{pc} = 660\, psia$

Encontramos las propiedades pseudo-reducidas:

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{(460 + 203)}{375} = 1.77$$

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} = \frac{5000}{660} = 7.6$$

Con las propiedades anteriores, podemos utilizar el siguiente gráfico, buscar la intersección de la curva de temperatura pseudo-reducida con el valor de presión pseudo-reducida y leer el valor de Z correspondiente:



De esta manera, el valor de Z es el siguiente:

$Z = 1.01$

8. Un cilindro rígido de $5\ litros$ contiene $1.5\ kg$ de propano a $290\ K$. Estime la presión a la que se encuentra. ¿Cuánto propano quedará en el cilindro si la presión es reducida a la mitad?

Solución:

Asumiendo que el gas se comporta como ideal, se parte de que $pV = nRT$ y se homogeneizan unidades según la constante R que se desee utilizar:

$$R = 10.73159 \frac{ft^3 psi}{°R\ lb - mol}$$

$$V = 5L = 0.17657 ft^3$$

$$T = 290K = 522°R$$

$$m = 1.5Kg = 3.306\ lb$$

$$M(propano) = 44 \frac{lb}{lb - mol}$$

Calculamos n, dado que $n = m/M$ y la masa molar del propano (C_3H_8) es $44\ lb - mole$:

$$n = \frac{1.5\ Kg}{44\ lb/lb - mole}\left[\frac{1\ lb}{0.453592\ Kg}\right] = 0.075\ lb - mole$$

ó

$$n = \frac{m}{M} = \frac{3.306\ lb}{44\ \frac{lb}{lb - mol}} = .075\ lb - mol$$

$$p = \frac{nRT}{V} = \frac{(.075 lb - mol)\left(10.73159 \frac{ft^3 psi}{°R\ lb - mol}\right)(522°R).}{(0.17657 ft^3)}$$

$$p = 2379.46\ psi$$

Para reducir la presión a la mitad en un proceso isotérmico, dado que el cilindro es rígido y su volumen no varía, debe haber una extracción de masa, por lo que los moles remanentes son:

$$n = \frac{pV}{RT} = \frac{\left(\frac{2379.46\,psi}{2}\right)(0.17657 ft^3)}{\left(10.73159 \frac{ft^3\,psi}{°R\,lb-mol}\right)(522°R)} = 0.037 lb - mol$$

O en términos de la masa ($m = n \times M$):

$$m = (0.0375 lb - mole)\left(44 \frac{lb}{lb - mol}\right) = 1.65\ lb = 0.748\ Kg$$

9. Calcula el volumen que 1lb-mol de un gas ideal ocupará a:

a) 14.7 psia y 60 °F

Solución:

Partimos de la ecuación de estado para gases ideales

$pV = nRT$

Por lo que para encontrar el volumen, sólo requerimos hacer un despeje y sustituir los valores

$$V = \frac{nRT}{p}$$

Identificando las variables y haciendo las conversiones necesarias:

$n = 1 lb - mol$

$$R = 10.73\ \frac{ft^3\ psi}{°R\ lb - mol}$$

$T = 60°F + 460 = 520°R$

Sustituyendo los valores en la fórmula:

$$V = \frac{1x10.73(460+60)}{14.7} = 379.56ft^3$$

b) 14.1 psia y 32°F

Solución:

Se hace lo mismo que en el inciso anterior, quedando el volumen de la siguiente manera

$$V = \frac{1x10.73(460+32)}{14.1} = 374.4ft^3$$

c) 14.7 psia más 10 oz/in^2 (onzas por pulgada cuadrada) y80°F

Solución:

Se requiere hacer la conversión de 10 oz/in^2 a psi:

$14.7 + 10\ oz/in^2 \left(\frac{1\ psia}{16\ oz/in^2}\right)$=15.325 psia

$$V = \frac{1x10.73(460+80)}{15.325} = 378.08ft^3$$

d) 15.025 psia y 60°F

Solución:

$$V = \frac{1x10.73(460+60)}{15.025} = 371.35ft^3$$

10. Un tanque de 500 ft^{3}contiene 10 lb de metano y 20 lb de etano a 90°F.

a) ¿Cuántas moles hay en el tanque?

Solución:

Para poder calcular el número de moles, es necesario conocer el peso molecular del metano y del etano:

M $_{CH4}$ (M-etano): 16 lb/lb-mol

M $_{C2H6}$ (Etano): 30 lb/lb-mol

Usando la fórmula para cada uno de los gases

$$n = \frac{m}{M}$$

$$n_{CH4} = \frac{m_{CH4}}{M_{CH4}} = \frac{10\ lb}{16\ lb/lb{-}mol} = 0.625\ lb -\ mol$$

$$n_{C2H6} = \frac{m_{C2H6}}{M_{C2H6}} = \frac{20\ lb}{30\ lb/lb{-}mol} = 0.6666\ lb -\ mol$$

$$n = \frac{m}{M}CH_4 + \frac{m}{M}C_2H_6 = 1.292\ lb - mol$$

b) ¿Cuál es la presión del tanque en psia?

Solución:

De nuevo utilizamos la ecuación de estado para gases reales:

$$pV = nRT$$

Despejamos la presión y homogeneizando unidades:

$$p = \frac{nRT}{V} = \frac{(1.292)(10.73)(460 + 90)}{500} = 15.25\ psia$$

c) ¿Cuál es el peso molecular de la mezcla?

Solución:

Utilizamos la ecuación para calcular el número de moles:

$n = \frac{m}{M}$

Despejando a M:

$$M = \frac{m}{n} = \frac{30lb}{1.292lb - mol} = 23.22\frac{lb}{lb - mol}$$

d) ¿Cuál es la densidad relativa de la mezcla?

Solución:

La densidad relativa puede ser respecto al aire, por lo que tomamos el valor del peso molecular del aire:

$$M_{aire} = 28.97\frac{lb}{lb - mol}$$

Y utilizamos la siguiente fórmula:

$$\gamma_g = \frac{M}{M_{aire}}$$

Sustituyendo valores:

$$\gamma_g = \frac{23.22}{28.97} = 0.80$$

11. ¿Cuál es el peso molecular y la densidad relativa de un gas que está compuesto en un tercio de su volumen por metano, otro tercio por etano y un último tercio de propano?

Solución:

Conocemos la fracción molar de los componentes de la mezcla:

CH_4=0.333

C_2H_6=0.333

C_3H_8=0.333

Conocemos también el peso molecular de cada uno de los componentes de la mezcla:

CH_4=16 g/mol

C_2H_6=30 g/mol

C_3H_8=44 g/mol

El peso molecular lo podemos calcular de la siguiente manera:

$$M_w = 0.333(16) + 0.333(30) + 0.333(44) = 30\ g/mol$$

La densidad relativa la calculamos con respecto al aire:

$$M_{aire} = 28.97\frac{g}{mol}$$

$$\gamma_g = \frac{30}{28.97} = 1.035$$

12. Un bloque de 10 lb de hielo seco es colocado en un tanque de 50 ft^3 que contiene aire a una presión atmosférica de 14.7 psia y a 75°F. ¿Cuál será la presión final del tanque sellado cuando todo el hielo seco se ha evaporado y ha enfriado en gas a 45°F?

Solución:

Podemos utilizar la siguiente ecuación para resolver el problema

$$\frac{p_1V_1}{n_1T_1} = \frac{p_2V_2}{n_2T_2}$$

En las condiciones iniciales, se menciona que únicamente hay aire, y nos proporcionan las condiciones a las que se encuentra, por lo que al utilizar la ecuación de estado de gases ideales, la única incógnita es el número de moles.

$$pV = nRT$$

Despejando a n

$$n = \frac{pV}{RT} = \frac{(14.7)(50)}{(10.73)(460 + 75)} = 0.128\ lb - mol$$

Después de agregar el hielo seco, sabemos que el número de moles se incrementa de acuerdo a la cantidad de materia agregada. Calculamos el número de moles que 10 b de hielo seco representan:

$$M_{w(hielo\ seco)} = 44\frac{lb}{lb - mol}$$

$$n = \frac{10\ lb}{44\ \frac{lb}{lb-mol}} = 0.227\ lb - mol$$

Por lo que

$$n_2 = 0.128 + 0.227 = 0.355\ lb - mol$$

Sustituimos valores en la ecuación de estado y despejamos a p_2

$$\frac{p_1V_1}{n_1T_1} = \frac{p_2V_2}{n_2T_2}$$

$$p_2 = \frac{p_1 V_1 n_2 T_2}{V_2 n_1 T_1}$$

Debido a que el volumen no cambia, podemos reducir la ecuación, eliminando los términos correspondientes al volumen en ambas condiciones

$$p_2 = \frac{(14.7)(0.355)(460 + 45)}{(0.128)(460 + 75)} = 38.48\, psia$$

13. Un aparato para soldar en una plataforma de perforación usa acetileno (C_2H_2), el cual se compra en cilindros de acero que contienen 20 lb de gas y tienen un costo de $4.50 por cilindro. Si la máquina de soldar usa 200 ft^3 por día medidos a 16 onzas por pulgada cuadrada (presión manométrica) y a 85 °F, ¿cuál es el costo diario del acetileno?, ¿cuál es el costo por mil pies cúbico medidos a 14.7 psia y 60 °F?

Solución:

Para poder resolver el problema, primero debemos convertir las 16 onzas por pulgada cuadra a psi:

$$16\,\frac{oz}{in^2} = 1\, psi$$

$$p = p_{manométrica} + p_{atmosférica} = 1\, psi + 14.7\, psi = 15.7\, psia$$

Calculando el número de moles en la mezcla:

$$M_{C2H2} = 26\,\frac{lb}{lb - mol}$$

$$n = \frac{m}{M_w} = \frac{20\, lb}{26\,\frac{lb}{lb - mol}} = 0.77\, lb - mol$$

Ocupamos la ecuación de estado para gases ideales o reales, ya que por la presión y temperatura, el valor del factor de desviación Z es igual a la unidad.

De la ecuación, despejamos el volumen y determinamos el volumen que representan 20 lb del gas a las condiciones dadas.

$$pV = ZnRT$$

$$V = \frac{ZnRT}{p}$$

Sustituyendo los valores:

$$V = \frac{1(0.77)(10.73)(460 + 85)}{15.7} = 286.8\ ft^3$$

Para conocer el costo de 200 pies cúbicos que requiere la máquina de soldar, y conociendo que 286.8 ft^3 de gas tienen un costo de $4.50, realizamos la siguiente operación:

$$\left(\frac{\$4.50}{286.8\ ft^3}\right) * 200\ ft^3 = \$\ 3.14\ por\ día.$$

Para calcular el costo de1000 pies cúbicos de gas a 14.7 psia y 60 °F, realizamos el mismo proceso, calculamos el volumen de gas que 20 lb representan a las condiciones dadas:

$$V = \frac{1(0.77)(10.73)(460 + 60)}{14.7} = 292.26\ ft^3$$

$$\left(\frac{\$4.50}{292.26\ ft^3}\right) * 1000\ ft^3 = \$\ 14.40$$

14. ¿Qué porcentaje de metano en peso y volumen contiene un gas de 0.65 de gravedad específica si este gas está compuesto únicamente de metano y etano?

Solución:

Conocemos el peso molecular del metano y del etano:

CH_4=16 g/mol

C_2H_6=30 g/mol

También podemos conocer el peso molecular de la mezcla:

$$\gamma_g = \frac{M_{gas}}{M_{aire}} = 0.65$$

$$M_g = 0.65(M_{aire}) = 0.65\left(28.97\frac{lb}{lb-mol}\right) = 18.83\frac{lb}{lb-mol}$$

Establecemos la siguiente ecuación para conocer la fracción molar de los componentes:

$$x(16) + (1-x)(30) = 18.83$$

$$x = 0.798$$

Esto representa que el porcentaje en volumen es de 79.8% de metano y 20.2 % de etano.

De la misma manera, se puede hacer con respecto al peso molecular:

$$\%M_{CH4} = \frac{16(79.8)}{18.83} = 67.8$$

Lo anterior representa que el 67.8 % del peso molecular corresponde al metano, mientras que el 32.3% corresponde al etano.

15. Del problema anterior, explica por qué el porcentaje por volumen es mayor que el porcentaje por peso en el metano.

Solución:

El peso molecular del metano es menor que el del etano, por lo tanto, con una misma masa, se generan más moles de metano que de etano, lo que implica que el volumen ocupado por dicha masa de metano, será mayor al que ocupa la misma masa de etano.

16. Un tanque de 50 ft^3 que contiene gas a 50 psia y 50°F es conectado a otro tanque que contiene gas a 25 psia y 50 °F. cuando la válvula entre ambos tanques es abierta, la presión se ecualiza en 35 psia y la temperatura en 50°F. ¿Cuál es el volumen del segundo tanque?

Solución:

Suponemos un factor de desviación Z igual a la unidad, y a partir de la ecuación de estado de gases ideales tenemos:

$$n = \frac{pV}{RT}$$

La cantidad de materia en un tanque, más la cantidad de materia en el otro tanque es igual a la cantidad de materia final, es decir:

$$n_{final} = n_1 + n_2$$

$$\frac{p_f V_f}{RT} = \frac{p_1 V_1}{RT} + \frac{p_2 V_2}{RT}$$

Debido a que R y T mantienen los mismos valores, la ecuación se reduce a:

$$p_f V_f = p_1 V_1 + p_2 V_2$$

Y el volumen total es la suma del volumen de los dos tanques:

$$V_f = V_1 + V_2$$

Por lo tanto:

$$p_f (V_1 + V_2) = p_1 V_1 + p_2 V_2$$

Sustituyendo los valores y despejando a V_2:

$$V_2 = 75\ ft^3$$

17. Se tiene un contrato de gas a un precio de $1.10 por cada mil pies cúbicos de volumen medido a 14.4 psia y 80 °F. ¿Cuál sería el precio equivalente si la temperatura fuera de 60°F y presión de 15.052 psia?

Solución:

Se requiere conocer la cantidad de materia a ambas condiciones para determinar una equivalencia en precio. Para ellos, utilizamos la ecuación de estado siguiente:

Número de moles que existen en 1000 pies cúbicos de gas a 14.4 psia y 80°F

$$n = \frac{pV}{RT} = \frac{14.4(1000)}{10.73(460+80)} = 2.485\ lb - mol$$

Número de moles que existen en 1000 pies cúbicos de gas a 15.052 psia y 60°F

$$n = \frac{pV}{RT} = \frac{15.052(1000)}{10.73(460+60)} = 2.697\ lb - mol$$

De lo anterior, se paga $1.10 por 2.485 lb-mol, por lo que podemos calcular el precio equivalente de 2.697 lb-mol de la siguiente manera:

$$\frac{\$1.10}{2.485\ lb - mol}(2.697\ lb - mol) = \$1.19$$

18. Una celda a presión contiene un 0.33 pies cúbicos de gas a 2500 psia y 130 °F, a tales condiciones el factor de desviación, Z, es de 0.75. Cuando se extrajeron 43.6 pies cúbicos de gas, medidos a 14.7 psia y 60°F (condiciones estándar), la presión en la celda cayó a 1000 psia, mientras que la temperatura se mantuvo en 130 °F. ¿Cuál es el factor de desviación a 1000 psia y 130°F?

Solución:

Para poder resolver este problema, debemos conocer la cantidad de materia (gas) que hay en la celda. Para ello, a partir de la ecuación de estado de gases reales, podemos conocer el número de moles del gas que hay en la celda:

$$n_1 = \frac{p_1 V}{Z_1 RT} = \frac{(2500)(0.33)}{(0.75)(10.73)(130+460)} = 0.1737\ lb - mol$$

Ahora calculamos la cantidad de volumen que fue extraído y medido a condiciones estándar (Z=1, p=14.7 psia, T=60°F):

$$n_2 = \frac{pV}{RT} = \frac{(14.7)(43.6)}{(10.73)(460+60)} = 0.1148\ lb.mol$$

La diferencia de la cantidad que había y la que se extrajo, es la cantidad de gas que quedó en la celda:

$$n_3 = n_1 - n_2 = 0.1737 - 0.1148 = 0.0589\ lb - mol$$

El factor de desviación, Z, se puede conocer mediante la siguiente ecuación:

$$Z@CpT = \frac{Vreal_{@CpT}}{Videal_{@CpT}}$$

Conocemos el volumen real que 0.0589 lb-mol de gas ocupan a 1000 psia y 130°F, ya que el volumen de la celda se mantiene constante, por lo que sólo debemos conocer el volumen ideal que el gas ocuparía a tales condiciones de presión y temperatura, para ellos, utilizamos la ecuación de estado para gases ideales, de la cual despejamos el volumen y sustituimos los valores conocidos:

$$V = \frac{nRT}{p} = \frac{(0.0589)(10.73)(460+130)}{1000} = 0.3728\ ft^3$$

Por lo tanto:

$$Z = \frac{0.33ft^3}{0.3728ft^3} = 0.885$$

19. La compresibilidad de un aceite es de *20 x 10*$^{-6}$ *psi*$^{-1}$ y la presión de burbuja es de 3200 *psia*. Calcule el factor de volumen relativo (es decir, el volumen dividido por el volumen en el punto de burbuja) a 4400 *psia*, asuma que la compresibilidad es constante.

Solución:

Si consideramos la compresibilidad isotérmica del aceite constante, resulta muy sencillo resolver el problema. Debemos comprender que un incremento de presión nos resultaría en una disminución en el volumen de hidrocarburos, mientras que una disminución de la presión generaría una expansión del aceite. La variación del volumen por la variación de la presión podemos calcularla de la siguiente manera:

$V_{@4400psia}=V_b - V_b C_o \Delta P$

Donde

$V_{@4400psia}$:Volumen de hidrocarburos a 4400 psia

V_b: Volumen de hidrocarburos a la presión de burbuja, 3200psia para el problema

C_o: Compresibilidad isotérmica del aceite

ΔP: Diferencial de presión, 1200 psia para el problema

El factor de volumen relativo se calcula de la siguiente manera:

$Bo_r=\frac{v}{v_b}$

Donde

v: Es el volumen de hidrocarburos medido a ciertas condiciones de presión

v_b: Es el volumen de hidrocarburos medido a la presión de burbuja

Para el problema en cuestión:

$$Bo_r = \frac{v_{@4400psia}}{v_b}$$

Sustituyendo en v@400 psia, la ecuación quedaría:

$$Bo_r = \frac{v_b - v_b C_o \Delta P}{v_b}$$

Factorizando el numerador:

$$Bo_r = \frac{(1 - C_o \Delta P) v_b}{v_b}$$

Finalmente, podemos calcular Bo_r de la siguiente manera:

$$Bo_r = (1 - C_o \Delta P) = [1 - (20 * 10^{-6} psi^{-1})(1200 psi)]$$

$$Bo_r = 0.976$$

20. Calcule y grafique los valores del volumen ideal y el factor de volumen de gas para cada etapa del experimento flash reportado en la tabla siguiente. El volumen de gas a condiciones estándar es de 45 000 *cc* y la temperatura del yacimiento es de 160 °F.

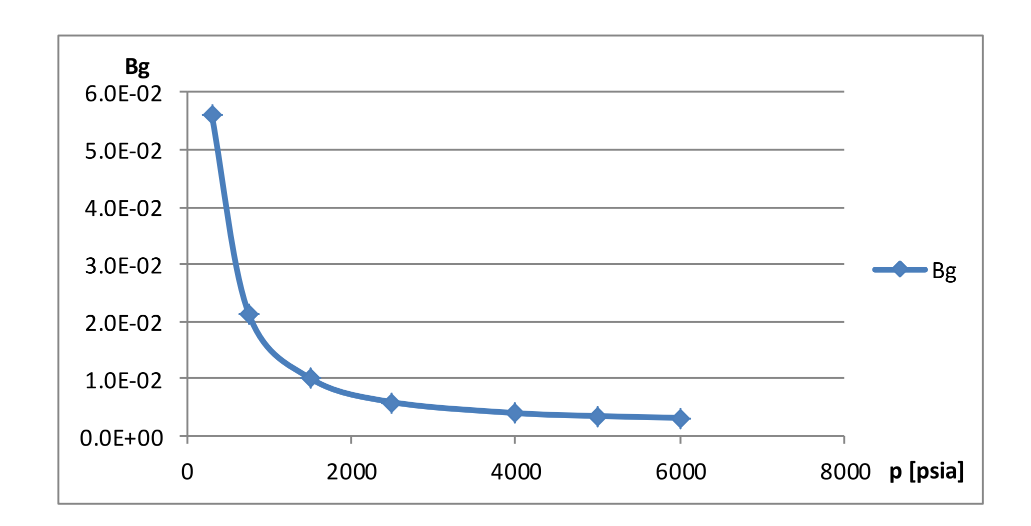
Presión en la celda [psia]	300	750	1500	2500	4000	5000	6000
Volumen de Gas [cc]	2529	964	453	265	180	156.5	142.2

Solución:

Para cualquier etapa del experimento flash, B_g se puede calcular con la ecuación:

$$B_g = \frac{V_g@CY}{V_g@CE}$$

Presión en la celda [psia]	300	750	1500	2500	4000	5000	6000
Volumen de Gas [cc]	2529	964	453	265	180	156.5	142.2
Bg [cc@cy/cc@cs]	5.62E-02	2.14E-02	1.01E-02	5.89E-03	4.00E-03	3.48E-03	3.16E-03



En el cálculo de volumen de gas ideal se pueden emplear la expresión:

$$B_g = \frac{P_{CE} Z T}{T_{CE} p}$$

Despejando Z

$$Z = \frac{B_g T_{CE} p}{P_{CE} T}$$

Como Z también es:

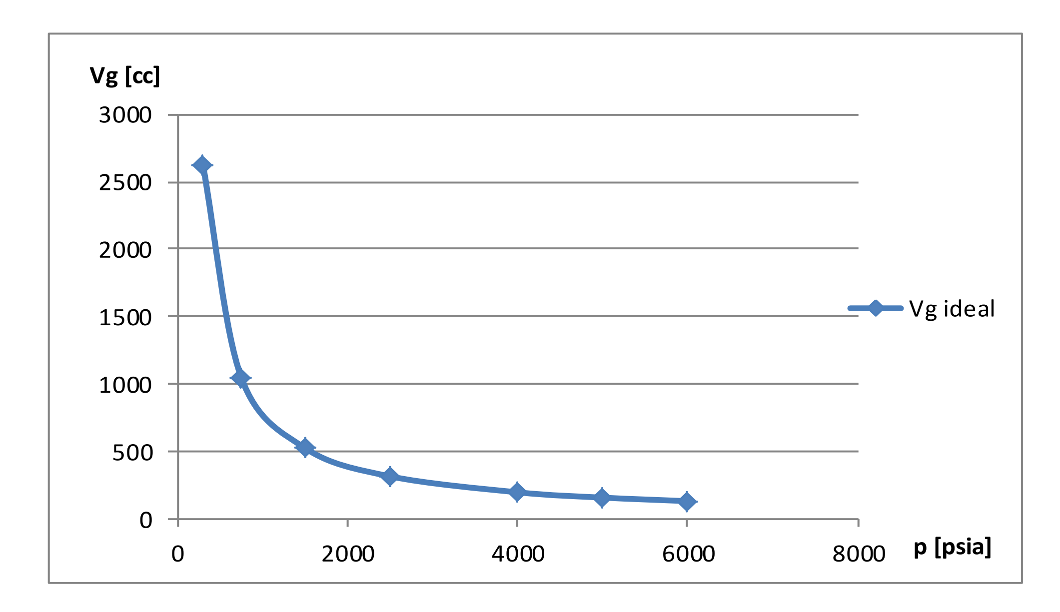
$$Z = \frac{V_{greal} @ C_{p.T.}}{V_{gideal} @ C_{p.T.}}$$

Igualando ambas expresiones y despejando $V_{gideal} @ C_{p.T.}$

$$V_{gideal} @ C_{p.T.} = \frac{V_{greal} @ C_{p.T.} p_{CE} T}{B_g T_{CE} p}$$

Presión en la celda [psia]	300	750	1500	2500	4000	5000	6000
Volumen de Gas [cc]	2529	964	453	265	180	156.5	142.2

Bg [cc@cy/cc@cs]	5.62E-02	2.14E-02	1.01E-02	5.89E-03	4.00E-03	3.48E-03	3.16E-03
Volumen de Gas ideal [cc]	2629	1052	526	315	197	158	131



21. Calcule R_{so}, B_o y B_t con la información del experimento flash de la siguiente tabla. Los valores del Factor Z a 1000 y $500\, psia$ es de 0.91 y 0.95 respectivamente.

Presión en la celda [psia]	Volumen de aceite en la celda [cc]	Volumen de gas en la celda [cc]	Temperatura en la celda [°F]	Z
2000	650	0	195	
1500=Pb	690	0	195	
1000	650	150	195	0.91
500	615	700	195	0.95
14.7	500	44500	60	

Solución:

Antes de comenzar con los cálculos de R_{so}, B_o y B_t es conveniente determinar los valores B_g para todas las condiciones. Antes de la presión de burbuja $\mathrm{B_g} = 0$

porque no se ha liberado gas. Para 1000psia y 500psia se debe emplear la siguiente ecuación: $B_g = \frac{p_{CE}ZT}{T_{CE}p}$ en el caso de 1000psia tenemos que:

$$B_g = \frac{(14.7)(0.91)(195+460)}{(60)(1000)} = 1.68X10^{-2}$$

Se hace lo mismo cuando la presión es de 500 psi y obtenemos un valor de Bg de 0.0908.

A 14.7 psia y T=60°F, B_g es igual a 1 por ser condiciones estándar.

Para determinar los valores de R_{so} a presiones mayores a la presión de burbuja se emplea la expresión $R_{so} = \frac{V_{gd@CY}@C.E.}{V_o@C.E.}$, donde $V_{gd@CY}@C.E.$ es el volumen de gas disuelto a condiciones de yacimiento medido a condiciones estándar, en este caso es el gas disuelto en los 650 cc de aceite que medido a condiciones estándar es 44,500cc, puesto que a 14.7psia el gas ya se liberó completamente del aceite quedando 500cc de aceite ($V_o@C.E.$)

Para determinar el valor de R_{so} a 1000psia es necesario conocer la cantidad de gas disuelto en el aceite y podemos emplear la siguiente expresión.

$$V_{gd@1000psia}@C.E. = V_g@C.E.\text{-} \frac{V_{gl@1000psia}}{B_{g@1000psia}} = 44{,}500 - \frac{150}{4.35E-02} = 82.1 \frac{cc@CE}{cc@CE}$$

Para B_o se puede aplicar la siguiente ecuación para todas las condiciones

$$B_o = \frac{V_{o+gd}@CY}{V_o@CE}$$

Para B_t también se puede emplear una ecuación para todas las condiciones $B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_s)$, cabe destacar que a presiones menores a la presión de burbuja $B_t es\ igual\ B_o$ porque $B_g = 0$ debido a que aún no se libera gas.

Presión en la celda [psia]	R_{so} [cc@CE/cc@CE]	B_o [cc@cy/cc@ce]	B_t	Bg [cc@cy/cc@ce]
2000	89.00	1.30	1.30	0
1500=Pb	89.00	1.38	1.38	0
1000	71.20	1.30	1.60	1.68E-02
500	49.21	1.23	2.63	3.52E-02
14.7	0	1.00	90.00	1.00E+00

22. Un cilindro es sellado con un pistón a prueba de fugas y calibrado de tal manera que el volumen dentro del cilindro a partir de una escala para cada posición del pistón. El cilindro es posteriormente inmerso en un medio a una temperatura constante de 160 °F, la cual es la temperatura de yacimiento del Campo de Gas Sabina. En el cilindro se introducen 45000 centímetros cúbicos de gas, medidos a 14.7 psia y 60 °F. el volumen se reduce por pasos, generando cambios en la presión según la tabla.

V, cc	2529	964	453	265	180	156.5	142.2
P, psia	300	750	1500	2500	4000	5000	6000

a) Calcule y agregue a la tabla los factores de desviación y los volúmenes ideales que 45000 cm^3 de gas ocuparán a 160 °F y a las presiones indicadas.

Solución:

Para conocer el volumen ideal a diferentes condiciones, es necesario conocer la cantidad de materia que existe en 45000 cc de gas a 14.7 psia y 60 °F. Para ello utilizamos la siguiente ecuación de estado:

$$pV = nRT$$

$$n = \frac{pV}{RT}$$

Convirtiendo 45000 cc a pies cúbicos, 60°F a °R y sustituyendo los valores:

$$40500\ cm^3 \left(\frac{1\ ft}{30.48\ cm}\right)^3 = 1.59\ ft^3$$

$$60°F + 460 = 520\ °R$$

$$n = \frac{(14.7)(1.59)}{(10.73)(520)} = 0.0041868\ lb - mol$$

En la tabla, se convierte el volumen de centímetros cúbicos a pies cúbicos, quedando de la siguiente manera:

V, cf	0.08931079	0.03404334	0.01599754	0.00935839	0.00635664	0.00552675	0.00502175
P, psia	300	750	1500	2500	4000	5000	6000

De esta manera, podemos calcular el volumen ideal que tal cantidad de materia ocuparía a 160°F y a las condiciones de presión indicadas en la tabla. Para ellos utilizamos la siguiente ecuación y la presión 300 $psia$:

$$V = \frac{nRT}{p} = \frac{(0.00419)(10.73)(460 + 160)}{300} = 0.09291465\ ft^3$$

El valor del factor de desviación es encontrado al dividir el valor del volumen real entre el volumen ideal de un gas a unas condiciones dadas. A 300 psi y 160 °F, Z se calcula de la siguiente manera:

$$Z@CpT = \frac{Vreal_{@CpT}}{Videal_{@CpT}} = \frac{0.08931079}{0.09291465} = 0.96194865$$

Se hace lo mismo para el resto de las condiciones de presión, por lo que la tabla queda de la siguiente manera:

Z	0.96194865	0.91668495	0.86153171	0.83997757	0.91288128	0.99212445	1.08176432
Vi, cf	0.09284362	0.03713745	0.01856872	0.01114123	0.00696327	0.00557062	0.00464218
Vr, cf	0.08931079	0.03404334	0.01599754	0.00935839	0.00635664	0.00552675	0.00502175
P, psia	300	750	1500	2500	4000	5000	6000
V, cc	2529	964	453	265	180	156.5	142.2

b) Calcule el factor de volumen del gas para cada presión en ft^3/SCF

Solución:

El factor del volumen del gas, según su definición, se puede calcular de la siguiente manera:

$$B_g = \frac{V_g@CY}{V_g@CE}$$

A presión de 14.7 y 60°F (condiciones estándar), el gas ocupa 45000 centímetros cúbicos. Su equivalente en el sistema inglés es de 1.59 ft^3.

A 300 psia, el gas ocupa un volumen de 0.08931079 ft^3, por lo tanto:

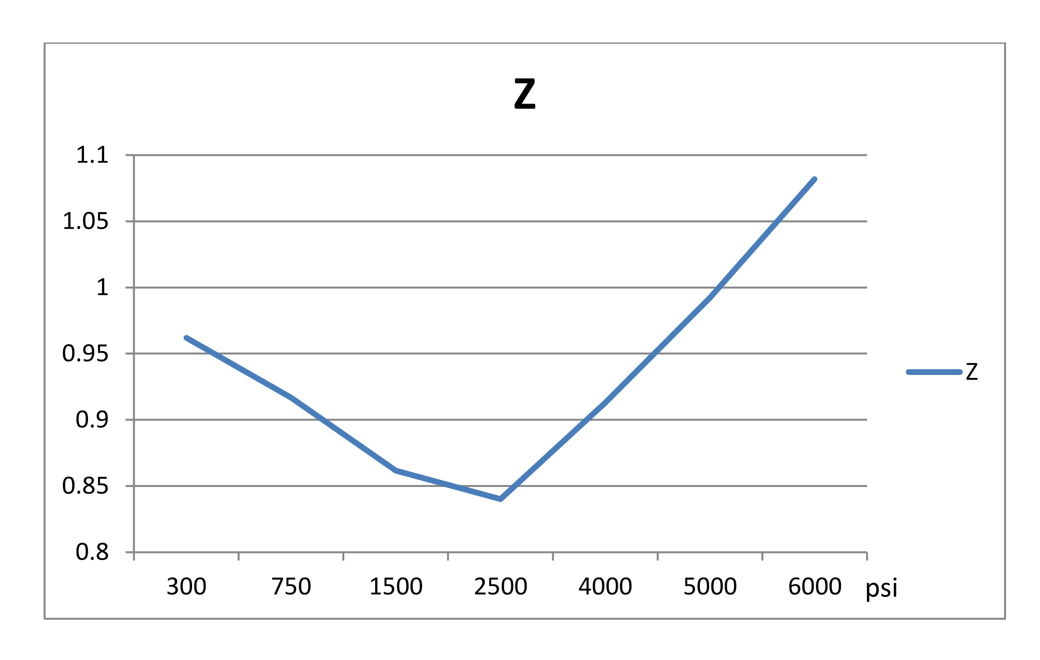
$$B_g = \frac{0.08931079}{1.59} = 0.0562$$

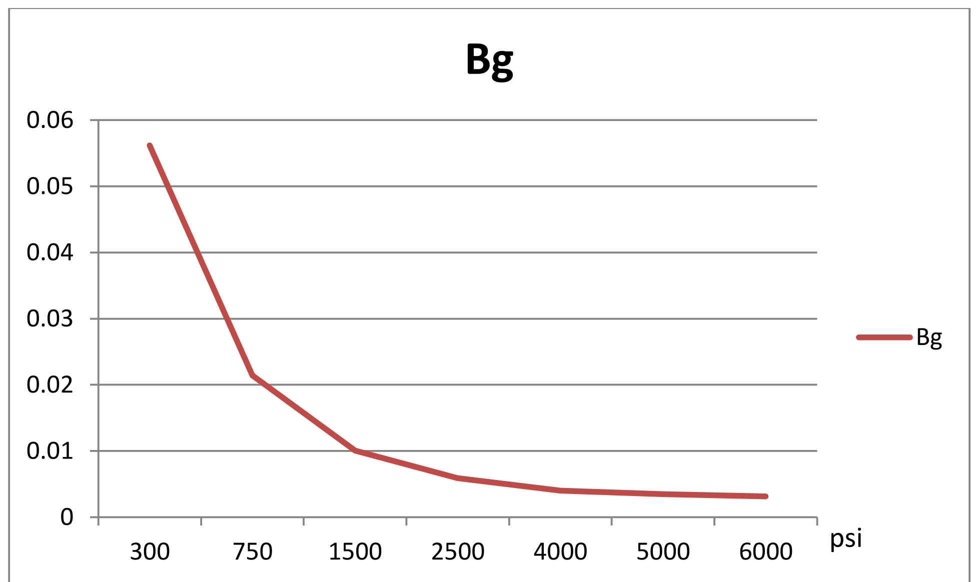
Al hacerlo con todos los valores de presión, la tabla queda:

Bg	0.0562	0.02142222	0.01006667	0.00588889	0.004	0.00347778	0.00316
Z	0.96194865	0.91668495	0.86153171	0.83997757	0.91288128	0.99212445	1.08176432
Vi, cf	0.09284362	0.03713745	0.01856872	0.01114123	0.00696327	0.00557062	0.00464218
Vr, cf	0.08931079	0.03404334	0.01599754	0.00935839	0.00635664	0.00552675	0.00502175
P, psia	300	750	1500	2500	4000	5000	6000

c) Muestre las gráficas del comportamiento de Z y Bg:

Solución:





23. Un tanque de 1000 pies cúbicos contiene 85 barriles de aceite (medidos a condiciones estándar, es decir, 85 STB) y 20 000 pies cúbicos de gas (medidos a condiciones estándar, es decir, 20 000 SCF), a una temperatura de 120 °F. Cuando se establece el equilibrio en el tanque (el gas que ha de disolverse a esas condiciones ya se encuentra disuelto), la presión en el tanque es de 500 psia. Si el gradiente de solubilidad del gas en el aceite es de 0.25 SCF/STB/psi y el factor de desviación del gas a 500 psia y 120 °F

es de 0.90, encuentre el factor de volumen del aceite a tales condiciones de presión y temperatura.

Solución:

Calculamos la relación de solubilidad a 500 psia con el gradiente de solubilidad proporcionado:

$$R_s = 0.25\,\frac{\frac{scf}{stb}}{psia}\,(500\,psia) = 125\,\frac{scf}{stb}$$

Podemos calcular con ello la cantidad de gas a condiciones de superficie que está disuelto en el aceite:

$$gas\ en\ solución\ medido\ a\ condiciones\ de\ superficie = 85\,stb\,\left(125\,\frac{scf}{stb}\right) = 10625\,scf$$

Se calcula ahora la cantidad de gas libre en el tanque medido a condiciones de superficie, restando el gas en solución medido a condiciones de superficie de los 20 000 pies cúbicos de gas originales:

$$gas\ libre\ medido\ a\ condiciones\ de\ superficie = 20\,000\,scf - 10625\,scf = 9375\,scf$$

Requerimos conocer el volumen que el gas libre medido a condiciones de superficie representa a 500 psia y 120 °F. Para ello, calculamos el factor de volumen del gas a tales condiciones de presión y temperatura:

$$B_g = \frac{p_{@condiciones\ estándar}}{T_{@condiciones\ estándar}}\,\frac{ZT}{p} = \frac{14.7}{(460+60)}\left(\frac{0.9(460+120)}{500}\right) = 0.0295\,\frac{ft^3}{scf}$$

Ahora calculamos el volumen que 9375 scf representan a 500 psia y 120 °F:

$$gas\ libre\ a\ condiciones\ de\ yacimiento = 9375\,scf\left(0.0295\,\frac{ft^3}{scf}\right) = 276.68\,ft^3$$

El resto del volumen en el tanque está ocupado por el aceite y el gas disuelto en él. Esto lo obtenemos restando el gas libre a condiciones de yacimiento del volumen del tanque:

$$volumen\ de\ aceite + volumen\ de\ gas\ disuelto = 1000\ ft^3 - 276.68\ ft^3 = 723.32\ ft^3$$

Convirtiendo de pies cúbico a barriles:

$$723.32\ ft^3 \left(\frac{1\ bbl}{5.615\ ft^3}\right) = 128.81\ bbl$$

A condiciones estándar, el aceite tenía un volumen de 85 barriles, con el volumen del aceite más el gas disuelto a condiciones de yacimiento y el volumen de aceite a condiciones estándar, podemos calcular el actor de volumen:

$$B_o = \frac{V_{aceite+gas\ disuelto\ @cy}}{V_{aceite@cs}} = \frac{128.81\ bbl}{85\ stb} = 1.515\frac{bbl}{stb}$$

24. Explique si el valor de $\partial Bg/\partial p$ es igual a cero para un gas ideal. Justifique su respuesta.

Solución:

Tal condición no es posible, puesto que en ella se supone que el volumen del gas se mantiene constante a cualquier cambio de presión. Como se muestra a continuación:

$$\frac{\partial B_g}{\partial P} = 0$$

$$\frac{B_{g2} - B_{g1}}{P_2 - P_1} = 0$$

Para que la ecuación anterior sea válida el numerador de la fracción debe ser cero ($B_{g2} - B_{g1} = 0$).

De la definición del factor volumétrico del gas tenemos:

$$\frac{\frac{V_{g@CY1}}{V_{g@CE}} - \frac{V_{g@CY1}}{V_{g@CE}}}{P_2 - P_1} = 0$$

Ahora el numerador está expresado en volúmenes, para que $\frac{V_{g@CY1}}{V_{g@CE}} - \frac{V_{g@CY1}}{V_{g@CE}}$ sea igual a cero $V_{g@CY1}$ tiene que ser igual a $V_{g@CY2}$, por lo que supone que no hay cambio de volumen con las diferencias de presión.

Para un gas ideal si hay cambios de volumen con la presión. De la ley de los gases ideales

$$PV = nRT$$

Tenemos que

$$V = \frac{nRT}{P}$$

El volumen es inversamente proporcional a la presión.

25. Estime la viscosidad de un aceite que se encuentra a 3000 psia de presión y 130 °F de temperatura. El aceite tiene una gravedad específica de 35°API a 14.7 psia y 60°F. A la presión de burbuja, pb=3000 psia, se estima que existen 750 pies cúbicos de gas medidos a condiciones estándar de presión y temperatura disueltos en cada barril de aceite, también medido a condiciones de presión y temperatura.

Solución:

Debido a que la presión a la que se encuentra el aceite es la presión de burbuja, consideramos al aceite como saturado. Con base en ello, podemos utilizar la correlación de Beggs & Robinson del **Apéndice D**:

$$\mu_o = a\mu_{od}{}^b$$

Obtenemos los valores de *a* y *b* usando la Rs inicial:

$$a = 10.715(R_{s0} + 100)^{-0.515} = 10.715(750 + 100)^{-0.515} = 0.332$$

$$b = 5.44(R_{s0} + 150)^{-0.338} = 5.44(750 + 150)^{-0.338} = 0.556$$

Obtenemos μ_{od} encontrando los valores de *X, Y* y *Z*:

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

$$X = YT^{-1.63}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023°API$$

Con la gravedad específica proporcionada, obtenemos el valor de Z:

$$Z = 3.0324 - 0.02023°API = 3.0324 - 0.02023(35) = 2.324$$

Con el dato anterior, obtenemos el valor de Y:

$$Y = 10^Z = 10^{2.324} = 210.9$$

Calculando el valor de X:

$$X = YT^{-1.63} = 210.9(130)^{-1.63} = 0.734$$

Con esto, obtenemos la viscosidad del aceite cuando no tiene gas disuelto y cuando se encuentra a condiciones de presión y temperatura estándar:

$$\mu_{od} = 10^x - 1 = 10^{0.734} - 1 = 4.42\ cp$$

Calculando el valor de la vicosidad a las condiciones de presión y temepratura solicitadas:

$$\mu_o = a{\mu_{od}}^b = 0.332(4.42)^{0.556} = 0.76\ cp$$

26. Estime la viscosidad de un aceite que se encuentra a 4500 psia de presión y 130 °F de temperatura. El aceite tiene una gravedad específica de 35°API a 14.7 psia y 60°F. A la presión de burbuja, pb=3000 psia, se estima que existen 750 pies cúbicos de gas medidos a condiciones estándar de presión y temperatura disueltos en cada barril de aceite, también medido a condiciones de presión y temperatura. La viscosidad a la presión de burbuja es 0.76 cp.

Solución:

Debido a que la presión a la que se encuentra el aceite es la presión de burbuja, consideramos al aceite como saturado. Con base en ello, podemos utilizar la correlación de Vázquez & Beggs del **Apéndice D**:

$$\mu_o = \mu_{ob}\left(\frac{p}{p_b}\right)^m$$

donde: $m = C_1 p^{C_2} e^{(C_3 + C_4 p)}$

y: $C_1 = 2.6$; $C_2 = 1.187$; $C_3 = -11.513$; $C_4 = -8.98x10^{-5}$

La presión indicada es p=4500 psia, por lo tanton:

$$m = 2.6(4500^{1.187})e^{\left(-11.513-8.98\left(10^{-5}\right)(4500)\right)};\quad m = 0.377$$

Sustituyendo los valores conocidos, tenemos:

$$\mu_o = \mu_{ob}\left(\frac{p}{p_b}\right)^m = 0.76\left(\frac{4500}{3000}\right)^{0.377};\ \mu_o = 0.866\ cp$$

27. Estime la viscosidad de un aceite que se encuentra a 1000 psia de presión y 130 °F de temperatura. El aceite tiene una gravedad específica de 35°API a 14.7 psia y 60°F. A la presión indicada, se estima que existen 300 pies cúbicos de gas, medidos a condiciones estándar de presión y temperatura, disueltos en cada barril de aceite, también medido a condiciones de presión y temperatura.

Solución.

Debido a que la presión a la que se encuentra el aceite es menor a presión de burbuja, consideramos al aceite como saturado. Con base en ello, y utilizando el **Apéndice D**, podemos utilizar la correlación de Beggs & Robinson, cuyo valor de Rs es el valor de Rs inicial, para calcular la viscosidad de tal aceite:

$$\mu_o = a{\mu_{od}}^b$$

Obtenemos los valores de *a* y *b* usando la Rs inicial:

$$a = 0.49$$

$$b = 0.69$$

Obtenemos μ_{od} encontrando los valores de *X, Y* y *Z*:

Con

$$Z = 2.324;\ Y = \ 210.9;\ X = 0.734$$

Tenemos

$$\mu_{od} = 4.42\ cp$$

Por lo que el valor de la vicosidad a las condiciones de presión y temepratura solicitadas es:

$$\mu_o = 1.36\ cp$$

Capítulo 3

Regímenes de presión en el yacimiento

Conocer los niveles de presión que existen dentro de un yacimiento de hidrocarburos es útil para deducir mucha más información, como puede ser la localización de los contactos entre el agua y el aceite y/o entre el aceite y el gas, de suma importancia para poder determinar la localización y profundidad que deben tener los nuevos pozos en el yacimiento. A continuación se explicará cómo conocer los niveles de presión en el yacimiento, así como la utilidad de estos datos para obtener mayor información de yacimiento.

3.1 Niveles de presión en el yacimiento

La presión total a cualquier profundidad, resultante de la combinación del peso de la roca y los fluidos, ya sea agua, aceite o gas es conocida como presión de sobrecarga. En la mayoría de los yacimientos la presión de sobrecarga aumenta linealmente con la profundidad, usualmente este tiene un gradiente de un psi/ft [5, 10].

Como se puede observar para cualquier profundidad la presión de sobrecarga (OP) es la presión del fluido (FP), más la presión de los granos de las rocas (GP), esto es:

$$OP = FP + GP, \tag{3.1}$$

y ya que la presión de sobrecarga prácticamente se mantiene constante a una determinada profundidad, entonces:

$$(dFP) = -(dGP). \tag{3.2}$$

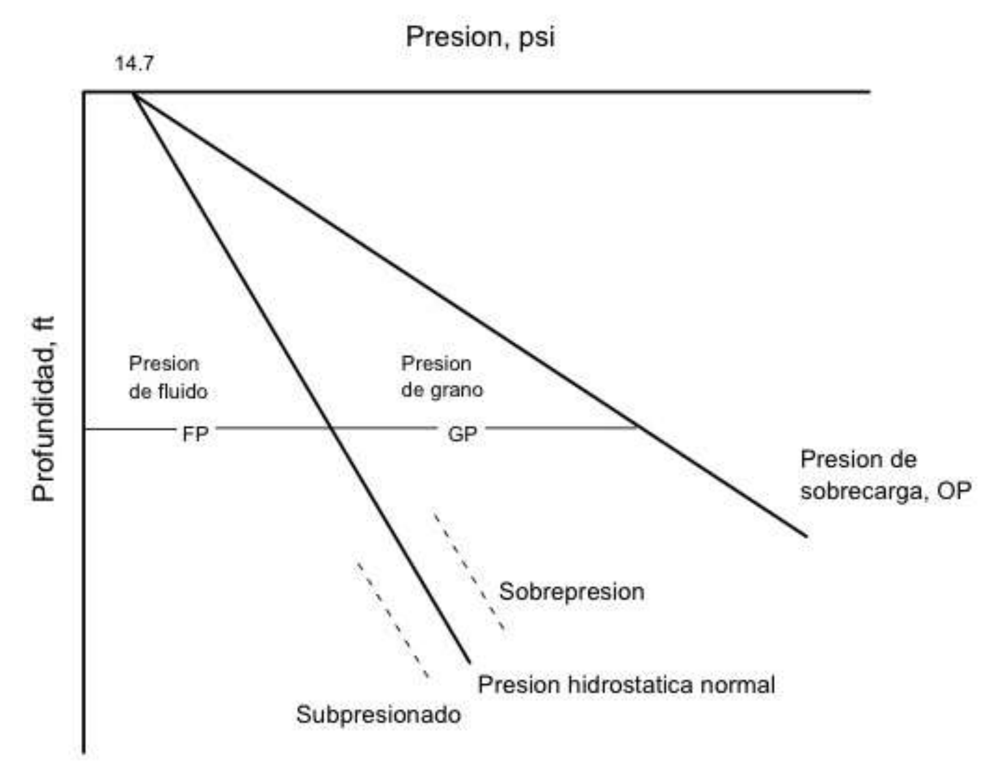


Figura 3.1 Representación de la presión de sobrecarga (Dake 1978).

Una reducción en la presión de líquido conducirá a un incremento en la presión de los granos, y viceversa. Los regímenes de presión en las columnas de hidrocarburos están dictados por la presión del agua de las vecindades del yacimiento. La presión del agua a cualquier profundidad (h) puede calcularse con la siguiente expresión:

$$p_w = \left(\frac{dp}{dD}\right)_w D + 14.7\ [psia], \quad (3.3)$$

donde h es la profundidad en pies y $(dp/dD)_w$es el gradiente de presión del agua, cuyo valor normal es de 0.45 psi/ft, y aumenta conforme se incrementa el contenido de sales [3, 5, 10, 17].

La Ec. 3.3 asume continuidad en la presión del agua, y que la salinidad no varía con la profundidad. Cuando existen casos distintos debidos a cambios en las condiciones de almacenamiento puede utilizarse la siguiente expresión [10]:

$$p_w = \left(\frac{dp}{dD}\right)_w D + 14.7 + \alpha[psia], \quad (3.4)$$

donde α es una constante positiva si hay sobre-presiones, y negativa en caso contrario. Por otro lado, en la zona de aceite la expresión para determinar el nivel de presión en un punto dado es [10]:

$$p_o = \left(\frac{dp}{dD}\right)_o \Delta h_o + \alpha_o, \tag{3.5}$$

donde Δh_o es el intervalo de aceite y α_o la presión de referencia.

3.2 Estimación de los niveles de presión en el yacimiento

Usualmente solo se puede medir la presión del yacimiento en algunos puntos, por ello es necesario hacer uso de la densidad para extrapolar la presión a otros niveles dentro del yacimiento [5].

3.2.1 Determinación de la densidad de los líquidos en el yacimiento

La densidad de un aceite puede estimarse como [5, 11]:

$$\rho_{lY} = \frac{\rho_{lE} + \rho_{gE} R_s}{B_l}. \tag{3.6}$$

3.2.2 Determinación de la densidad del gas en el yacimiento

La densidad del gas en el yacimiento puede determinarse con la ley gases reales como [5, 11]:

$$\rho_{gR} = \frac{M_g p}{ZRT} = \frac{\gamma_g M_a p}{ZRT}. \tag{3.7}$$

3.2.3 Extrapolación de presiones

Para un fluido de densidad constante la presión puede ser extrapolada como:

$$p_2 = p_1 + \rho g h, \tag{3.8}$$

donde p_2 es la presión a la profundidad de interés, p_1 la presión a la profundidad de referencia y h es la diferencia entre las dos profundidades [3, 5, 11, 17]. Para fluidos de densidad variable, como los gases, se emplea la siguiente expresión:

$$\int_{p_1}^{p_2} \frac{ZRT}{p} dp = M_g \gamma_g g h, \tag{3.9}$$

cuya solución requiere de la descripción de las variables involucradas o del uso de métodos numéricos [5]. Una forma más simple de abordar este problema se tiene al utilizar valores promedio de Z y T, con lo que la expresión resultante es:

$$p_2 = p_1 \exp\left(\frac{M_g \gamma_g g h}{\bar{Z} R \bar{T}}\right). \tag{3.10}$$

3.3 Plano equivalente de referencia

Se refiere a un plano horizontal que divide volumétricamente al yacimiento en dos partes iguales [5, 7]. Su uso principal es el de referir el comportamiento de las variables involucradas en la explotación del sistema a este nivel [5].

Es prácticamente imposible que todos los pozos de un yacimiento se terminen a la misma profundidad. Por esta razón los procesos de producción son analizados sumando o restando la columna de fluidos correspondiente entre el nivel del cambio y el del plano de referencia [5, 7, 11].

3.4 Presión promedio de un yacimiento

La presión de un yacimiento puede estimarse en forma ponderada por el espesor (h), área (A) y volumen ($V = Ah$) de drene de los pozos; o bien, como un promedio aritmético [5, 7]. De estas expresiones, la que permite obtener un mejor estimado de la presión promedio de un yacimiento es la volumétrica [7]:

$$\bar{p} = \frac{\sum_{j=1}^{n} p_j A_j h_j}{\sum_{j=1}^{n} A_j h_j}, \tag{3.11}$$

misma que puede reducirse para flujo en serie con sistemas de la misma área:

$$\bar{p} = \frac{\sum_{j=1}^{n} p_j h_j}{\sum_{j=1}^{n} h_j}, \tag{3.12}$$

y para sistemas de flujo en paralelo con sistemas de la mismo espesor:

$$\bar{p} = \frac{\sum_{j=1}^{n} p_j A_j}{\sum_{j=1}^{n} A_j}. \tag{3.13}$$

Por otro lado, la peor aproximación se obtiene de un promedio aritmético considerando sólo el número de mediciones disponibles de los pozos como [5]:

$$\bar{p} = \frac{\sum_{j=1}^{n} p_j}{n}. \tag{3.14}$$

Ejercicios propuestos para el capítulo 3 con solución.

1. Un yacimiento de aceite saturado ha sido descubierto en un anticlinal con una presión de 2369 *psia* a 5000 *ft* de profundidad. El pozo exploratorio se terminó a 5250 *ft*, y el contacto gas-aceite se encontró a 5200 *ft*. Los gradientes de presión obtenidos mediante el muestreo de los fluidos, son los siguientes: 0.45 *psi/ft* para el agua de formación, 0.35 *psi/ft* para el aceite, y 0.08 *psi/ft* para el gas. Determine la profundidad del contacto agua-aceite y realice un diagrama explicando los diferentes niveles de presión en el yacimiento.

Solución:

Primero se debe construir la línea de presión de gas de la siguiente manera:

$$p_g = 0.08\left(\Delta h_g\right) + p_o\ [psia]$$

donde $p_o$es la presión en la cima del yacimiento $(2369\, psia)$. Al evaluar $p_g$en el contacto gas-aceite a 5200 *ft* se tiene que:

$$p_g = 0.08(5200 - 5000) + 2369 = 2385\ [psia]$$

La presión del aceite puede determinarse mediante la siguiente expresión:

$$p_o = 0.35\ (\Delta h_o) + C_o\ [psia],$$

Donde C_o es un valor constante de referencia. Al haber continuidad en la presión a través de los contactos, el valor de la presión capilar es cero y la presión del aceite debe ser la misma que la del gas en ese punto, por lo que el valor de C_o es el valor de la presión en el contacto gas-aceite:

$$C_o = 2385\ [psia].$$

Finalmente, se evalúa la presión de agua mediante la siguiente ecuación:

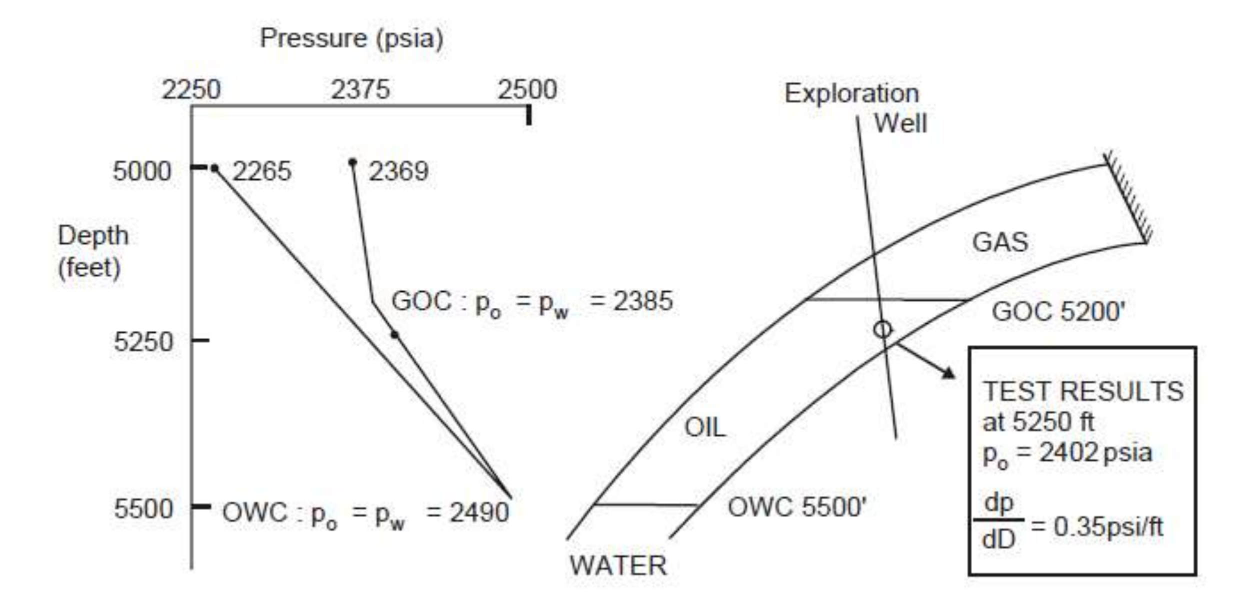
$$p_w = 0.45(h) + 14.7\ [psia],$$

Y considerando de nuevo la condición de continuidad de la presión a través de los contactos, se tiene que la profundidad del contacto agua-aceite es:

$$0.45(h_{wo}) + 14.7 = 0.35(h_{wo} - 5200) + 2385\ [psia]$$

Al despejar el valor de h_{wo}, que representa la altura a la que se encuentra el contacto agua-aceite tenemos:

$$h_{wo} = 10(2385 - 1820 - 14.7), \qquad h_{wo} = 5503\ [ft]$$



Regímenes depresión en el aceite y gas para una típica acumulación de hidrocarburos (Drake, 1983)

Para poder conocer la altura a la que se encuentra el contacto agua-aceite, se requiere conocer el régimen de presión hidrostática del yacimiento. Si en el ejemplo el agua estuviera sobre-presionada en 20 psi, entonces la ecuación para encontrar la presión del agua quedaría:

$$p_w = 0.45(h) + 14.7 + 20\ [psia]$$

Lo anterior modificaría en 200 ft la altura a la que se encuentra el contacto agua-aceite, y si el área es extensa, representaría un error significativo. Es por eso que se debe invertir tiempo y recursos en determinar los regímenes de presión en un yacimiento.

2. Calcule la densidad del aceite de un yacimiento, considerando la siguiente información:

$q_o = 250\ bpd$ $\gamma_0 = 45\ °API$

$q_g = 150\ Mcfd$ $\gamma_g = 0.82$

$B_o = 1.4 \frac{rbl}{stb}$ $T = 240\ °F$

Solución:

Podemos utilizar la siguiente fórmula:

$$\rho_{lY} = \frac{\rho_{lE} + \rho_{gE} R_s}{B_l}$$

Donde los subíndices l, Y y E representan la fase líquida, las condiciones de yacimiento y las condiciones estándar respectivamente.

Para poder utilizar la ecuación anterior, es necesario primero obtener el valor de R_s y la densidad del aceite y gas.

Debido a que los valores proporcionados corresponden a las condiciones iniciales de producción, se entiende que a relación de solubilidad será igual a la relación gas-aceite instantánea inicial:

$$R_{si} = RGA_i = \frac{150{,}000\ [scf]}{250\ [stb]} = 600 \left[\frac{scf}{stb}\right]$$

Es necesario convertir los barriles de aceite de barriles a condiciones estándar a pies cúbicos a condiciones estándar:

$$600 \left[\frac{scf_{gas}}{stb_{aceite}} x \frac{1stb_{aceite}}{5.61458scf_{aceite}}\right] = 106.9 \frac{scf_{gas}}{scf_{aceite}}$$

La densidad del aceite puede obtenerse de la siguiente manera:

$$\rho_{oE} = \gamma_o \rho_w = \frac{141.5}{131.5 + 45}\ x\ 62.36 \left[\frac{lb}{scf}\right] = 50.03 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

La densidad del gas puede obtenerse de la siguiente manera:

$$\rho_{gE} = 28.97 \frac{\gamma_g p}{ZRT} = 28.97\ x \frac{(0.82)(14.7)}{1(10.73)(60 + 459.6)} \left[\frac{lb}{scf}\right] = 0.06276 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

Al sustituir los valores en la siguiente ecuación:

$$\rho_{lY} = \frac{\rho_{lE} + \rho_{gE} R_s}{B_l} = \frac{(50.03) + (0.06276)(106.9)}{1.4}, \qquad \rho_{oY} = 40.53\,\frac{lb}{cf}$$

3. Dos pozos son perforados en la misma estructura, y las pruebas indican que las propiedades de los fluidos en ambos pozos son idénticas. Los datos de los fluidos son:

$B_o = 1.3\ rbl/stb$ $\qquad$ $\gamma_g = 0.72$

$R_{si} = 500\ scf/stb$ $\qquad$ $T = 200\ °F$

$\gamma_o = 32\ °API$

Las presiones registradas en los pozos fue: 2438 psi en el pozo A, a 5652 ft de profundidad respecto a la mesa rotaria (ubicada a una elevación de 7134 ft sobre el nivel medio del mar), y 2291 psi en el pozo B, a 5426 ft de profundidad respecto a la mesa rotaria (ubicada a una elevación de 7028 ft sobre el nivel medio del mar).

Determine si los pozos se encuentran hidráulicamente conectados y, si lo están, si podrían estar en el mismo yacimiento.

Solución:

Primero debemos calcular las densidades de los fluidos dentro del yacimiento mediante las siguientes ecuaciones:

$$\rho_{oE} = \gamma_o \rho_w = \frac{141.5}{131.5 + 32}\ x\ 62.36 \left[\frac{lb}{scf}\right] = 53.97 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

$$\rho_{gE} = 28.97\,\frac{\gamma_g p}{ZRT} = 28.97\ x\ \frac{(0.72)(14.7)}{1(10.73)(60 + 459.6)} \left[\frac{lb}{scf}\right] = 0.05498 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

Por último, para calcular la densidad del aceite a las condiciones de yacimiento, convertimos el valor de R_s para que se ajuste a las unidades utilizadas:

$$R_{si} = 500\left[\frac{scf}{stb}\right]$$

$$500\left[\frac{scf_{gas}}{stb_{aceite}} x \frac{1stb_{aceite}}{5.61458scf_{aceite}}\right] = 89.0538\frac{scf_{gas}}{scf_{aceite}}$$

$$\rho_{oY} = \frac{\rho_{oE} + \rho_{gE}R_s}{B_o} = \frac{53.97 + (0.05498)(89.0538)}{1.3} = 45.28\ \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

Ahora, debido a que los pozos se encuentran a diferentes profundidades, no puede referenciarse a un plano equivalente, por lo tanto, los pozos serán llevados al nivel más bajo en el sistema. Esto lo hacemos convirtiendo los valores reportados a profundidades respecto al Nivel Medio del Mar (*NMM*):

$h_A = D_{mesa\,rotaria} - D_{pozo} = 7134 - 5652 = 1482\ ft\ NMM\ (ft\ sobre\ NMM)$,

$$h_B = D_{mesa\,rotaria} - D_{pozo} = 7028 - 5426 = 1602\ ft\ NMM\ (ft\ sobre\ NMM)$$

El pozo A se encuentra 120 ft más abajo respecto al pozo B. Debemos calcular presiones a una misma altura en ambos pozos, para ellos, calculamos el gradiente de presión con respecto a la profundidad generada por el aceite de la siguiente manera:

$grad_o = \frac{dp_o}{dD} = \frac{\rho_o g}{g_c}$,

Sustituyendo los valores:

$$grad_o = \left(45.28\frac{lb-m}{cf}\right) x \left(\frac{32.2}{32.2}, \frac{ft}{s^2} x \frac{s^2 \cdot lb-f}{lb-m \cdot ft}\right) = 45.28\left[\frac{lb-f}{ft} x \frac{1}{ft^2} x \frac{1\ ft^2}{144\ in^2}\right],$$

$$grad_o = 0.3144\frac{psi}{ft}$$

Si calculamos la presión en ambos pozos, a cualquier altura, deben tener el mismo valor. Escogemos arbitrariamente la altura del pozo A por ser el más bajo. La presión a tal altura en el pozo B la calculamos usando el gradiente de presión generado por aceite y la diferencia en altura entre ambos pozos:

$p_A = 2438 + 14.7 = 2542.7\ [psia]$

$p_B = 2291 + (0.3144)(120) + 14.7 = 2343.43\ [psia]$

Debido a que la presión no es igual, y al no haber reportes sobre una capa de gas, concluimos que los pozos no están en el mismo yacimiento.

4. Dadas las siguientes características de un yacimiento de gas:

$\gamma_g = 0.65$

$T = 170\ °F$

$Z = 0.87$

Y la presión en el nivel de referencia igual a 2500 $psia$.

Determine la presión 100 ft sobre y debajo del plano de referencia considerando al gas como un fluido compresible y como uno de compresibilidad constante. Compare los resultados.

Solución:

La presión del yacimiento cuando se considera al gas como un fluido compresible se puede obtener utilizando la siguiente ecuación:

$$p_2 = p_1 \exp\left(0.01877 \frac{\gamma_g h}{ZT}\right)$$

$$p_{ref+100ft} = 2500 \exp\left(0.01877 \frac{(0.65)(100)}{(0.87)(170 + 459.6)}\right) = 2505.57\ psia$$

$$p_{ref-100ft} = 2500 \exp\left(0.01877 \frac{(0.65)(-100)}{(0.87)(170 + 459.6)}\right) = 2494.43\ psia$$

Para calcular la presión considerando al gas como un fluido de compresibilidad constante, se obtiene el gradiente del gas a partir de la siguiente expresión:

$$\rho_g = 28.97 \frac{\gamma_g p}{ZRT}$$

$$\rho_g = 28.97 \frac{(0.65)(2500)}{(0.87)(10.73)(459.6 + 170)} = 8.0097\ \frac{lb - m}{ft^3}$$

Con la densidad del gas, podemos obtener a presión requerida utilizando la siguiente expresión:

$$p_2 = p_1 + \rho g h$$

Sustituyendo los valores conocidos, las presiones requeridas se calculan de la siguiente manera:

$$p_{ref+100ft} = 2500 + (8.0097)(100)\left(\frac{1\,ft}{12\,in}\right)^2 = 2505.6\,psia$$

$$p_{ref-100ft} = 2500 + (8.0097)(-100)\left(\frac{1\,ft}{12\,in}\right)^2 = 2494.4\,psia$$

Puede observarse que los valores en ambos casos son los mismos. Es decir, mientras los espesores no sean considerables y las condiciones sean estáticas, el gas puede ser tratado como un fluido de compresibilidad constante.

5. Determine el gradiente de presión en psi/ft y kPa/m para las siguiente muestra de aceite:

$\gamma_{oE} = 0.8$ $\qquad$ $R_s = 940\,scf/stb$

$\gamma_{gE} = 0.65$ $\qquad$ $B_o = 1.63\,rbl/stb$

Solución:

Primero se calculan las densidades de los fluidos dentro del yacimiento mediante las siguientes ecuaciones:

$$\rho_{oE} = \gamma_o \rho_w = 0.8\ x\ 62.36\left[\frac{lb}{scf}\right] = 49.89\left[\frac{lb}{scf}\right]$$

$$\rho_{gE} = 28.97\frac{\gamma_g p}{ZRT} = 28.97\ x\ \frac{(0.65)(14.7)}{1(10.73)(60+459.6)}\left[\frac{lb}{scf}\right] = 0.0496489\left[\frac{lb}{scf}\right]$$

Para calcular la densidad del aceite a las condiciones de yacimiento, convertimos el valor de R_s para que se ajuste a las unidades utilizadas:

$$R_{si} = 940\left[\frac{scf}{stb}\right]$$

$$940\left[\frac{scf_{gas}}{stb_{aceite}}\ x\ \frac{1stb_{aceite}}{5.61458scf_{aceite}}\right] = 167.421\ \frac{scf_{gas}}{scf_{aceite}}$$

Con la información anterior, la sustituimos en la siguiente ecuación, y encontramos la densidad del aceite a las condiciones del yacimiento:

$$\rho_{oY} = \frac{\rho_{oE} + \rho_{gE} R_s}{B_o} = \frac{49.89 + (0.0496489)(167.421)}{1.63} = 35.70 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

El valor anterior puede ser convertido a sistema internacional de la siguiente manera:

$$35.70 \left[\frac{lb}{ft^3} \cdot \frac{.454\, kg}{1\, lb} \cdot \frac{(1\, ft)^3}{(.3048\, m)^3}\right] = 571.85\ \frac{kg}{m^3}$$

Con la densidad del aceite a las condiciones de yacimiento, calculamos el gradiente de presión con respecto a la profundidad generada por el aceite de la siguiente manera:

$$grad_o = \frac{dp_o}{dD} = \frac{\rho_o\, g}{g_c}$$

Sustituyendo los valores:

$$grad_o = \left(35.70 \frac{lb - m}{cf}\right) x \left(\frac{32.2}{32.2}, \frac{ft}{s^2} x \frac{s^2 \cdot lb - f}{lb - m \cdot ft}\right) = 35.70 \left[\frac{lb - f}{ft} x \frac{1}{ft^2} x \frac{1\, ft^2}{144\, in^2}\right],$$

$$grad_o = 0.2479 \frac{psi}{ft}$$

Al hacerlo con las unidades del sistema internacional, la expresión queda de la siguiente manera:

$$grad_o = \frac{dp_o}{dD} = \rho_o\, g$$

$$grad_o = \left(571.85\ \frac{\boldsymbol{kg}}{m^3}\right) x \left(9.81 \frac{\boldsymbol{m}}{\boldsymbol{s^2}}\right) = 5609.94 \left[\frac{\boldsymbol{N}}{\boldsymbol{m^2} \cdot m}\right] = 5609.94 \left[\frac{Pa}{m}\right] = 5.609 \left[\frac{kPa}{m}\right]$$

$$grad_o = 5.609 \left[\frac{kPa}{m}\right]$$

6. Determine el gradiente de presión en psi/ft y kPa/m para las siguiente muestra de aceite:

$\gamma_{oE} = 0.9$ $\gamma_{gE} = 0.75$

$R_s = 640\ scf/stb$ $B_o = 1.30\ rbl/stb$

Solución:

Primero se calculan las densidades de los fluidos dentro del yacimiento mediante las siguientes ecuaciones:

$$\rho_{oE} = \gamma_o \rho_w = 0.9\ x\ 62.36 \left[\frac{lb}{scf}\right] = 56.124 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

$$\rho_{gE} = 28.97 \frac{\gamma_g p}{ZRT} = 28.97\ x \frac{(0.75)(14.7)}{1(10.73)(60 + 459.6)} \left[\frac{lb}{scf}\right] = 0.0572872 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

Para calcular la densidad del aceite a las condiciones de yacimiento, convertimos el valor de R_s para que se ajuste a las unidades utilizadas:

$$R_{si} = 640 \left[\frac{scf}{stb}\right]$$

$$640 \left[\frac{scf_{gas}}{stb_{aceite}}\, x\, \frac{1stb_{aceite}}{5.61458scf_{aceite}}\right] = 113.989\ \frac{scf_{gas}}{scf_{aceite}}$$

Con la información anterior, la sustituimos en la siguiente ecuación, y encontramos la densidad del aceite a las condiciones del yacimiento:

$$\rho_{oY} = \frac{\rho_{oE} + \rho_{gE} R_s}{B_o} = \frac{56.124 + (0.0572872)(113.989)}{1.3} = 48.195\ \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

El valor anterior puede ser convertido a sistema internacional de la siguiente manera:

$$48.195\ \left[\frac{lb}{ft^3} \cdot \frac{.454\ kg}{1\ lb} \cdot \frac{(1\ ft)^3}{(.3048\ m)^3}\right] = 772.7\ \frac{kg}{m^3}$$

Con la densidad del aceite a las condiciones de yacimiento, calculamos el gradiente de presión con respecto a la profundidad generada por el aceite de la siguiente manera:

$$grad_o = \frac{dp_o}{dD} = \frac{\rho_o\ g}{g_c}$$

Sustituyendo los valores:

$$grad_o = \left(48.195\,\frac{lb-m}{cf}\right)x\left(\frac{32.2}{32.2},\frac{ft}{s^2}x\,\frac{s^2\cdot lb-f}{lb-m\cdot ft}\right)$$

$$= 48.195\left[\frac{lb-f}{ft}x\,\frac{1}{ft^2}x\,\frac{1\,ft^2}{144\,in^2}\right],$$

$$grad_o = .3346\,\frac{psi}{ft}$$

Al hacerlo con las unidades del sistema internacional, la expresión queda de la siguiente manera:

$$grad_o = \frac{dp_o}{dD} = \rho_o\,g$$

$$grad_o = \left(772.7\,\frac{\boldsymbol{kg}}{m^3}\right)x\left(9.81\,\frac{\boldsymbol{m}}{\boldsymbol{s^2}}\right) = 7580.187\left[\frac{\boldsymbol{N}}{\boldsymbol{m^2}\cdot m}\right] = 7580.187\left[\frac{Pa}{m}\right] = 7.58\left[\frac{kPa}{m}\right]$$

$$grad_o = 7.58\left[\frac{kPa}{m}\right]$$

7. Determine el gradiente de presión en psi/ft y kPa/m para las siguiente muestra de aceite:

$$\gamma_{oE} = 0.8$$

$$\gamma_{gE} = 0.65$$

$$R_s = 760\;scf/stb$$

$$B_o = 1.43\;rbl/stb$$

Solución:

Primero se calculan las densidades de los fluidos dentro del yacimiento mediante las siguientes ecuaciones:

$$\rho_{oE} = \gamma_o \rho_w = 0.8\ x\ 62.36 \left[\frac{lb}{scf}\right] = 49.84 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

$$\rho_{gE} = 28.97 \frac{\gamma_g p}{ZRT} = 28.97\ x \frac{(0.65)(14.7)}{1(10.73)(60 + 459.6)} \left[\frac{lb}{scf}\right] = 0.049649 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

Para calcular la densidad del aceite a las condiciones de yacimiento, convertimos el valor de R_s para que se ajuste a las unidades utilizadas:

$$R_{si} = 760 \left[\frac{scf}{stb}\right]$$

$$760 \left[\frac{scf_{gas}}{stb_{aceite}}\ x \frac{1stb_{aceite}}{5.61458scf_{aceite}}\right] = 135.3618\ \frac{scf_{gas}}{scf_{aceite}}$$

Con la información anterior, la sustituimos en la siguiente ecuación, y encontramos la densidad del aceite a las condiciones del yacimiento:

$$\rho_{oY} = \frac{\rho_{oE} + \rho_{gE} R_s}{B_o} = \frac{49.84 + (0.049649)(135.3618)}{1.43} = 39.553\ \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

El valor anterior puede ser convertido a sistema internacional de la siguiente manera:

$$39.553\ \left[\frac{lb}{ft^3} \cdot \frac{.454\ kg}{1\ lb} \cdot \frac{(1\ ft)^3}{(.3048\ m)^3}\right] = 634.1476\ \frac{kg}{m^3}$$

Con la densidad del aceite a las condiciones de yacimiento, calculamos el gradiente de presión con respecto a la profundidad generada por el aceite de la siguiente manera:

$$grad_o = \frac{dp_o}{dD} = \frac{\rho_o\ g}{g_c}$$

Sustituyendo los valores:

$$grad_o = \left(39.553 \frac{lb-m}{cf}\right) x \left(\frac{32.2}{32.2}, \frac{ft}{s^2} x \frac{s^2 \cdot lb-f}{lb-m \cdot ft}\right)$$
$$= 39.553 \left[\frac{lb-f}{ft} x \frac{1}{ft^2} x \frac{1\, ft^2}{144\, in^2}\right],$$

$$grad_o = .2746 \frac{psi}{ft}$$

Al hacerlo con las unidades del sistema internacional, la expresión queda de la siguiente manera:

$$grad_o = \frac{dp_o}{dD} = \rho_o\, g$$

$$grad_o = \left(634.1476\ \frac{\boldsymbol{kg}}{m^3}\right) x \left(9.81 \frac{\boldsymbol{m}}{\boldsymbol{s^2}}\right) = 6220.987 \left[\frac{\boldsymbol{N}}{\boldsymbol{m^2} \cdot m}\right] = 6220.987 \left[\frac{Pa}{m}\right]$$
$$= 6.22 \left[\frac{kPa}{m}\right]$$

$$grad_o = 6.22 \left[\frac{kPa}{m}\right]$$

8. Determine si dos pozos que producen el mismo tipo de aceite bajo-saturado, y que se encuentran separados a una milla de distancia entre sí, se encuentran en el mismo yacimiento. las propiedades del pozo se muestran en la siguiente tabla.

Propiedades del aceite	
° API	38
$R_s,\ scf/STB$	510
γ_{gE}	0.72
$B_o,\ rbl/stb$	1.3

Datos de los pozos		
	Pozo 1	Pozo 2
Elevación del pozo, $ft\ sobre\ NMM$	1202	1080
Profundidad respecto a la superficie, ft	4608	4572
Presión, $psia$	2108	2128

Solución:

Primero debemos calcular las densidades de los fluidos dentro del yacimiento mediante las siguientes ecuaciones:

$$\rho_{oE} = \gamma_o \rho_w = \frac{141.5}{131.5 + 38}\ x\ 62.36 \left[\frac{lb}{scf}\right] = 52.06 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

$$\rho_{gE} = 28.97 \frac{\gamma_g p}{ZRT} = 28.97\ x\ \frac{(0.72)(14.7)}{1(10.73)(60 + 459.6)} \left[\frac{lb}{scf}\right] = 0.05499 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

Por último, para calcular la densidad del aceite a las condiciones de yacimiento, convertimos el valor de R_s para que se ajuste a las unidades utilizadas:

$$R_{si} = 510 \left[\frac{scf}{stb}\right]$$

$$510 \left[\frac{scf_{gas}}{stb_{aceite}}\ x\ \frac{1stb_{aceite}}{5.61458scf_{aceite}}\right] = 90.835 \frac{scf_{gas}}{scf_{aceite}}$$

$$\rho_{oY} = \frac{\rho_{oE} + \rho_{gE} R_s}{B_o} = \frac{52.06 + (0.05499)(90.835)}{1.3} = 43.89 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

Es necesario conocer la profundidad de los pozos con respecto a un nivel de referencia, el cual para este caso, será el nivel medio del mar. Lo anterior podemos determinarlo a partir de las siguientes ecuaciones:

$$D_{pozo1} = profundidad\ pozo\ 1 - elevación\ del\ pozo = 4608 - 1202$$

$$D_{pozo1} = 3406\ ft\ de\ profundidad\ respecto\ al\ NMM$$

$$D_{pozo2} = profundidad\ pozo\ 2 - elevación\ del\ pozo = 4572 - 1080$$

$D_{pozo2} = 3492\ ft\ de\ profundidad\ respecto\ al\ NMM$

El pozo 2 se encuentra 86 ft más abajo respecto al pozo 1. Debemos calcular presiones a una misma altura en ambos pozos, para ellos, calculamos el gradiente de presión con respecto a la profundidad generada por el aceite de la siguiente manera:

$$grad_o = \frac{dp_o}{dD} = \frac{\rho_o g}{g_c}$$

Sustituyendo los valores:

$$grad_o = \left(43.89\frac{lb-m}{cf}\right)x\left(\frac{32.2}{32.2}, \frac{ft}{s^2}x\frac{s^2 \cdot lb-f}{lb-m \cdot ft}\right) = 43.89\left[\frac{lb-f}{ft}x\frac{1}{ft^2}x\frac{1\ ft^2}{144\ in^2}\right],$$

$$grad_o = 0.3048\frac{psi}{ft}$$

Si calculamos la presión en ambos pozos, a cualquier altura, deben tener el mismo valor. Escogemos arbitrariamente la altura del pozo 2 por ser el más bajo. La presión a tal altura en el pozo 1 la calculamos usando el gradiente de presión generado por aceite y la diferencia en altura entre ambos pozos:

$$p_{pozo\ 2\ @3492\ ft\ de\ prof\ respecto\ al\ NMM} = 2128\ psia$$

$$p_{pozo\ 1@3492\ ft\ de\ prof\ respecto\ al\ NMM} = 2108 + (0.3048)(86) = 2134.21\ psia$$

Aunque la diferencia no es grande, la presión no es igual, y al no haber reportes sobre una capa de gas, concluimos que los pozos no están en el mismo yacimiento.

9. Considerando la información de la siguientes tablas, y que el gradiente de presión del agua del yacimiento es de $0.45\ psi/ft$ y que la presión en la cima es mayor que la presión del punto de burbuja, determine el nivel de contacto agua-aceite en las columnas conocidas por los pozos. Grafique y explique sus resultados.

Propiedades del aceite	
° API	38
$R_s,\ scf/STB$	510
γ_{gE}	0.72
$B_o,\ rbl/stb$	1.3

Datos de los pozos		
	Pozo 1	Pozo 2
Elevación del pozo, $ft\ sobre\ NMM$	1202	1080
Profundidad respecto a la superficie, ft	4608	4572
Presión, $psia$	2108	2128

Solución:

Primero debemos calcular las densidades de los fluidos dentro del yacimiento mediante las siguientes ecuaciones:

$$\rho_{oE} = \gamma_o \rho_w = \frac{141.5}{131.5 + 38}\ x\ 62.36 \left[\frac{lb}{scf}\right] = 52.06 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

$$\rho_{gE} = 28.97 \frac{\gamma_g p}{ZRT} = 28.97\ x\ \frac{(0.72)(14.7)}{1(10.73)(60 + 459.6)} \left[\frac{lb}{scf}\right] = 0.05499 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

Por último, para calcular la densidad del aceite a las condiciones de yacimiento, convertimos el valor de R_s para que se ajuste a las unidades utilizadas:

$$R_{si} = 510 \left[\frac{scf}{stb}\right]$$

$$510 \left[\frac{scf_{gas}}{stb_{aceite}} x \frac{1stb_{aceite}}{5.61458scf_{aceite}}\right] = 90.835 \frac{scf_{gas}}{scf_{aceite}}$$

$$\rho_{oY} = \frac{\rho_{oE} + \rho_{gE} R_s}{B_o} = \frac{52.06 + (0.05499)(90.835)}{1.3} = 43.89\ \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

Calculamos el gradiente de presión generado por el aceite:

$grad_o = \frac{dp_o}{dD} = \frac{\rho_o g}{g_c}$,

Sustituyendo los valores:

$$grad_o = \left(43.89\frac{lb-m}{cf}\right)x\left(\frac{32.2}{32.2},\frac{ft}{s^2}x\frac{s^2\cdot lb-f}{lb-m\cdot ft}\right) = 43.89\left[\frac{lb-f}{ft}x\frac{1}{ft^2}x\frac{1\,ft^2}{144\,in^2}\right],$$

$$grad_o = 0.3048\frac{psi}{ft}$$

Para el pozo 1:

Sabemos que a 4608 ft de profundidad con respecto a la superficie, hay una presión de 2108 $psia$, podemos utilizar el gradiente de presión generado por la columna del aceite y calcular las presiones a distintas profundidades. Al realizar lo mismo con el gradiente de presión del agua del yacimiento, existirá una presión y una profundidad que coincida con la columna de presión del aceite, la cual representará el contacto agua-aceite en el yacimiento.

$$p_{agua} = 0.45(profundidad) + 14.7$$

$$p_{aceite} = 0.3048(profundidad - 4608) + 2108$$

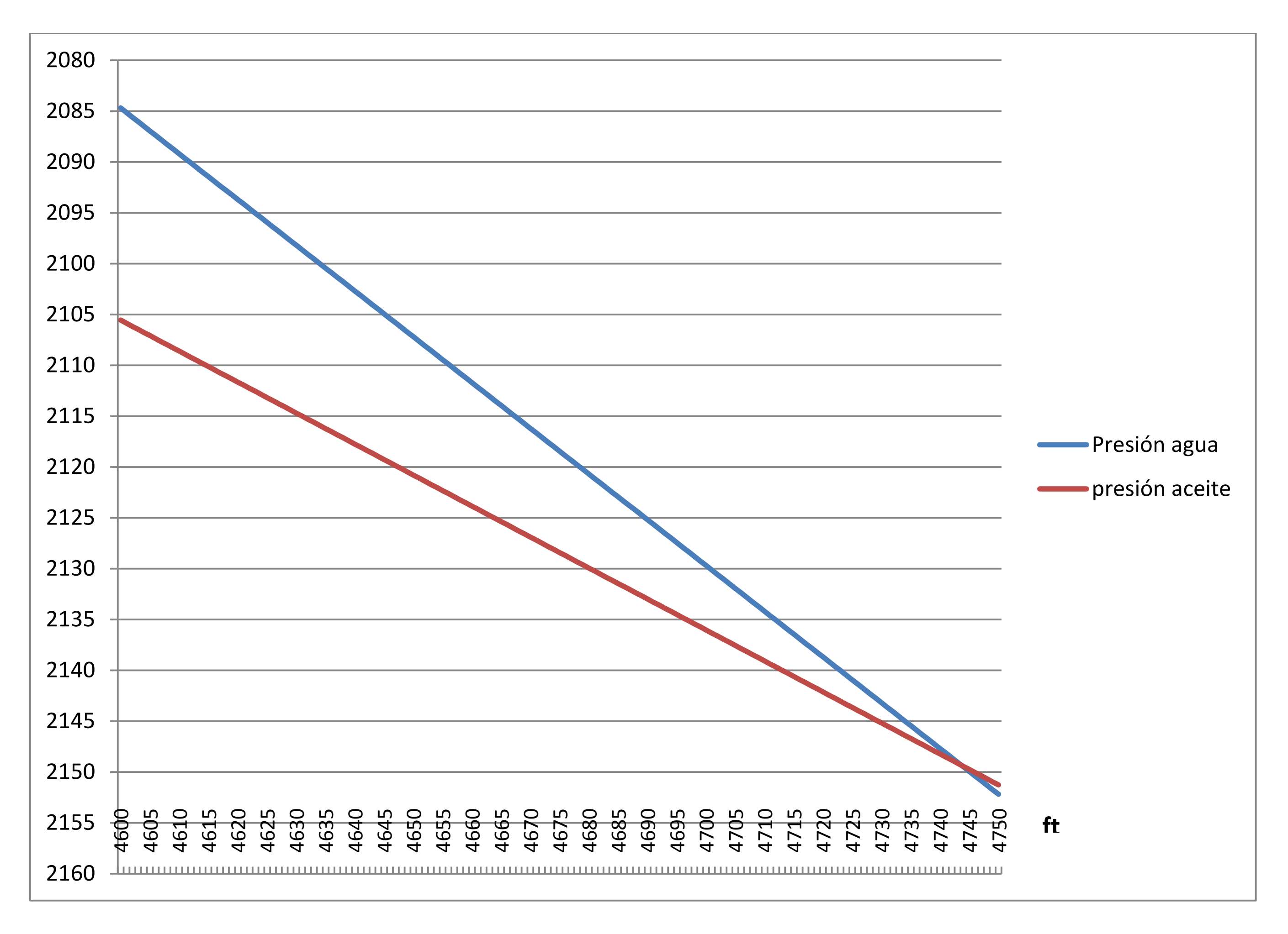
$$p_{agua} = p_{aceite}$$

$$0.45(profundidad) + 14.7 = 0.3048(profundidad - 4608) + 2108$$

$$profunidad = 4743.67\ ft$$

El contacto agua-aceite se encuentra a 4743.67 ft respecto a la superficie.

El siguiente gráfico ilustra el problema anterior (profundidad en ft en eje X, y presión en $psia$ en eje Y):



Para el pozo 2:

Sabemos que a 4572 ft de profundidad con respecto a la superficie, hay una presión de 2128 $psia$, podemos utilizar el gradiente de presión generado por la columna del aceite y calcular las presiones a distintas profundidades. Al realizar lo mismo con el gradiente de presión del agua del yacimiento, existirá una presión y una profundidad que coincida con la columna de presión del aceite, la cual representará el contacto agua-aceite en el yacimiento.

$$p_{agua} = 0.45(profundidad) + 14.7$$

$$p_{aceite} = 0.3048(profundidad - 4572) + 2128$$

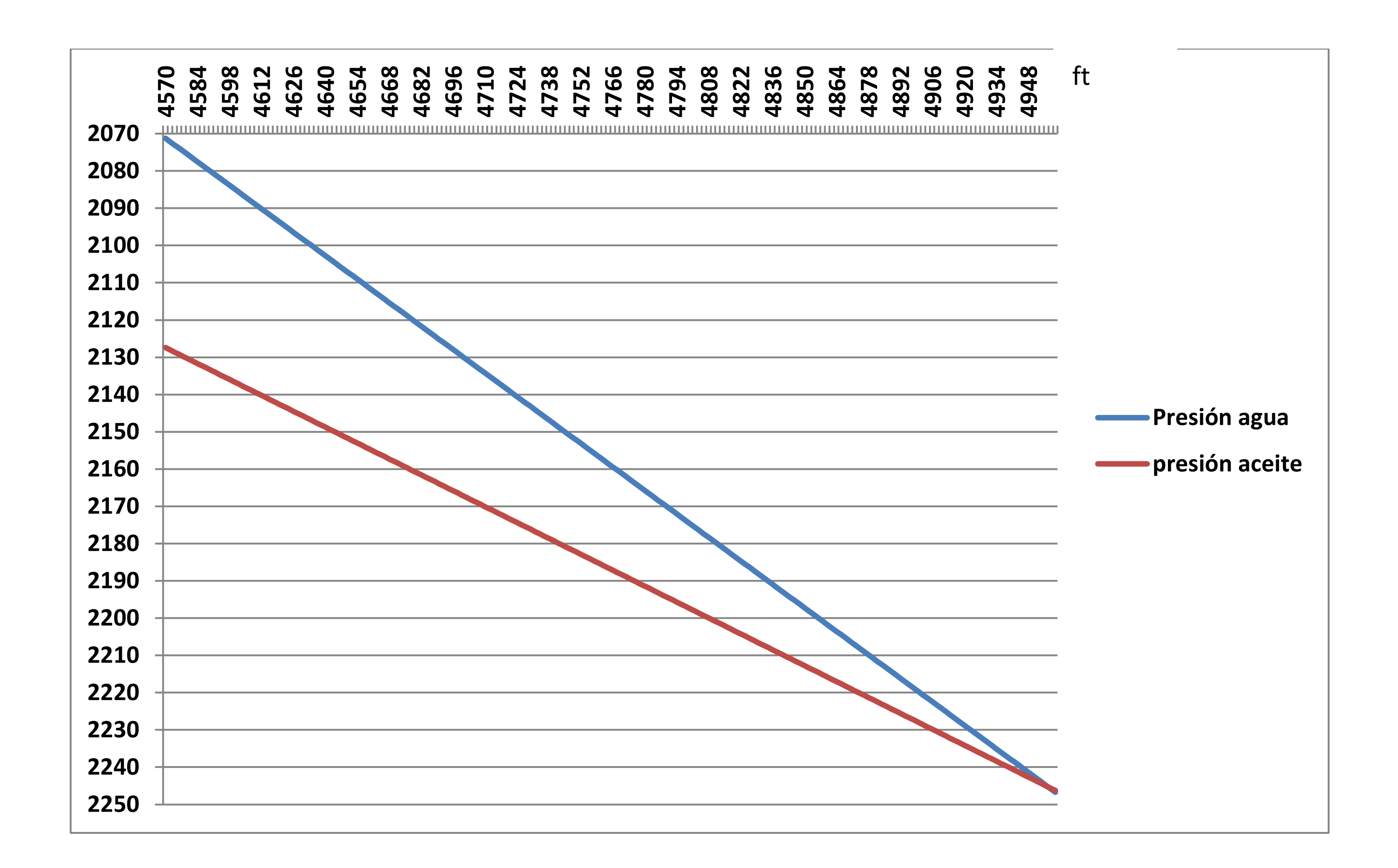
$$p_{agua} = p_{aceite}$$

$$0.45(profundidad) + 14.7 = 0.3048(profundidad - 4572) + 2128$$

$$profunidad = 4956.98\ ft$$

El contacto agua-aceite se encuentra a 4956.98 ft respecto a la superficie.

El siguiente gráfico ilustra el problema anterior (profundidad en ft en eje X, y presión en $psia$ en eje Y):



10. Determine si los pozos de la tabla que se presenta a continuación, se encuentran en el mismo yacimiento. considere que producen el mismo fluido y que se presentaron problemas operativos durante la medición de la presión en los pozos.

Propiedades del aceite	
° API	38.1
$R_s,\ scf/STB$	740
γ_{gE}	0.85
$B_o,\ rbl/stb$	1.451

Datos de los pozos		
	Pozo 1	Pozo 2
Elevación del pozo, $ft\ sobre\ NMM$	5200	5098
Profundidad respecto a la superficie, ft	8838	8719
Presión, $psia$	3255	3226

Solución:

Primero debemos calcular las densidades de los fluidos dentro del yacimiento mediante las siguientes ecuaciones:

$$\rho_{oE} = \gamma_o \rho_w = \frac{141.5}{131.5 + 38.1}\ x\ 62.36 \left[\frac{lb}{scf}\right] = 52.028 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

$$\rho_{gE} = 28.97 \frac{\gamma_g p}{ZRT} = 28.97\ x \frac{(0.85)(14.7)}{1(10.73)(60 + 459.6)} \left[\frac{lb}{scf}\right] = 0.06492 \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

Para calcular la densidad del aceite a las condiciones de yacimiento, convertimos el valor de R_s para que se ajuste a las unidades utilizadas:

$$R_s = 740 \left[\frac{scf}{stb}\right]$$

$$740 \left[\frac{scf_{gas}}{stb_{aceite}} x \frac{1stb_{aceite}}{5.61458scf_{aceite}}\right] = 131.8 \frac{scf_{gas}}{scf_{aceite}}$$

$$\rho_{oY} = \frac{\rho_{oE} + \rho_{gE} R_s}{B_o} = \frac{52.028 + (0.06492)(131.8)}{1.451} = 41.7535\ \left[\frac{lb}{scf}\right]$$

Es necesario conocer la profundidad de los pozos respecto a un nivel de referencia, el cual para este caso, será el nivel medio del mar. Lo anterior podemos determinarlo a partir de las siguientes ecuaciones:

$$D_{pozo1} = profundidad\ pozo\ 1 - elevación\ del\ pozo = 8838 - 5200$$

$$D_{pozo1} = 3638\ ft\ de\ profundidad\ respecto\ al\ NMM$$

$$D_{pozo2} = profundidad\ pozo\ 2 - elevación\ del\ pozo = 8719 - 5098$$

$$D_{pozo2} = 3621\ ft\ de\ profundidad\ respecto\ al\ NMM$$

El pozo 1 se encuentra 17 ft más abajo respecto al pozo 2. Debemos calcular presiones a una misma altura en ambos pozos, para ellos, calculamos el gradiente de presión con respecto a la profundidad generada por el aceite de la siguiente manera:

$$grad_o = \frac{dp_o}{dD} = \frac{\rho_o g}{g_c},$$

Sustituyendo los valores:

$$grad_o = \left(41.7535\frac{lb-m}{cf}\right)x\left(\frac{32.2}{32.2},\frac{ft}{s^2}x\frac{s^2 \cdot lb-f}{lb-m\cdot ft}\right)$$
$$= 41.7535\left[\frac{lb-f}{ft}x\frac{1}{ft^2}x\frac{1\ ft^2}{144\ in^2}\right],$$

$$grad_o = 0.29\frac{psi}{ft}$$

Si calculamos la presión en ambos pozos, a cualquier altura, deben tener el mismo valor. Escogemos arbitrariamente la altura del pozo 1 por ser el más bajo. La presión a tal altura en el pozo 2 la calculamos usando el gradiente de presión generado por aceite y la diferencia en altura entre ambos pozos:

$$p_{pozo\ 1\ @3638\ ft\ de\ prof\ respecto\ al\ NMM} = 3255\ psia$$

$$p_{pozo\ 2@3638\ ft\ de\ prof\ respecto\ al\ NMM} = 3226 + (0.29)(17) = 3230.93\ psia$$

Debido a que la presión no es igual, concluimos que los pozos no están en el mismo yacimiento, sin embargo, se deben considerar los problemas operativos al

realizar la medición de presión en los pozos, los cuales podrían generar una conclusión diferente.

11. Determine la presión promedio para el yacimiento cuya información se presenta en la tabla siguiente. Compare los resultados y explique las diferencias.

Pozo	Presión, $psia$	Área de drene, $acres$	Espesor, ft
Aakbal 1	2750	160	20
Aakbal 2	2680	125	25
Aakbal 3	2840	190	26
Aakbal 4	2700	145	31

Solución:

Por el número de pozos:

$$\bar{p} = \frac{\sum_{j=1}^{n} p_j}{n}$$

$$\bar{p} = \frac{2750 + 2680 + 2840 + 2700}{4}$$

$$\bar{p} = 2742.5\ psia$$

Por el área de drene:

$$\bar{p} = \frac{\sum_{j=1}^{n} p_j A_j}{\sum_{j=1}^{n} A_j}$$

$$\bar{p} = \frac{(2750 * 160) + (2680 * 125) + (2840 * 190) + (2700 * 145)}{160 + 125 + 190 + 145}$$

$$\bar{p} = 2751.77\ psia$$

Por el volumen de drene:

$$\bar{p} = \frac{\sum_{j=1}^{n} p_j A_j h_j}{\sum_{j=1}^{n} A_j h_j}$$

$$\bar{p} = \frac{(2750 * 160 * 20) + (2680 * 125 * 25) + (2840 * 190 * 26) + (2700 * 145 * 31)}{(160 * 20) + (125 * 25) + (190 * 26) + (145 * 31)}$$

$$\bar{p} = 2750.07\ psia$$

La presión media cuando sólo se contempla el número de pozos, a comparación del valor obtenido involucrando el área y volumen de drene, es menor y seguramente menos preciso. Esto puede deberse a que en un pozo puede leerse un valor de presión alto, sin embargo, tener presencia en un área reducida o un espesor poco significativo, así como situaciones inversas. Estas combinaciones afectan los valores de presión media.

12. Un pozo penetra el yacimiento de arenas *First Bromide* a una profundidad de 7500 ft. El pozo cruza el contacto gas-aceite a 7510 ft y el contacto agua-aceite a 7550 ft. La formación está normalmente presionada. ¿Qué presiones se esperan en los contactos y en la cima del yacimiento? asuma que los gradientes de agua, gas y aceite son de $0.45, 0.35, 0.08\ psi/ft$ respectivamente.

Solución:

Para poder encontrar las presiones a las profundidades requeridas, debemos utilizar las ecuaciones para encontrar la presión por el aceite y el agua en el yacimiento:

$$p_w = 0.45D + 14.7$$

$$p_o = 0.35\Delta h_o + C_o$$

Con la ecuación de la presión generada por la columna de agua y la profundidad a la que se encuentra el contacto agua-aceite, podemos conocer el valor de la presión a tal profundidad:

$$p_w = 0.45(7550) + 14.7$$

$$p_{WOC} = 3412.2\ psia$$

El valor de presión encontrado a la profundidad del contacto agua-aceite lo utilizamos en la ecuación de la presión generada por la columna de aceite:

$$p_o = 0.35\Delta h_o + C_o$$

$$3412.2 = 0.35(7550 - 7510) + C_o$$

$$C_o = 3398.2\ psia$$

Por lo que la ecuación para conocer la presión generada por el aceite a cualquier profundidad queda:

$$p_o = 0.35\Delta h_o + 3398.2$$

El valor de C_o corresponde al valor de la presión al inicio del intervalo saturado por aceite, es decir, en el contacto gas-aceite:

$$p_{GOC} = 3398.2\ psia$$

Y conociendo el gradiente de presión del gas, podemos conocer la presión en la cima del yacimiento, a 7500 ft de profundidad:

$$p_{Cima} = 3398.2 - 0.08(7510 - 7500)$$

$$p_{Cima} = 3397.4\ psia$$

13. Un pozo perforado en una formación ha sido probado como productor de crudo. A una profundidad de 8600 ft se ha medido una presión de 3880 $psia$. También, sobre la misma formación, pero a una milla de distancia, se midió una presión de 4064.7 $psia$ en un pozo seco a una profundidad de 9000 ft.

a) Determine si la presión es normal o anormal
b) Determine la profundidad del contacto agua-aceite
c) Si se supone un error de ± 5 % en el gradiente del aceite, determine los límites de profundidad entre los cuales podría encontrarse el contacto agua-aceite.

Solución:

a) Una presión normal debe estar gobernada por la ecuación de la presión generada con el gradiente del agua:

$$p_w = 0.45D + 14.7$$

$$p_w = 0.45(9000) + 14.7$$

$$p_w = 4064.7\ psia$$

Debido a que la presión encontrada coincide con la que fue medida a 9000 ft de profundidad en la formación, podemos asegurar que la presión es de tipo normal.

b) Para determinar el contacto agua-aceite, utilizamos la presión de 3880 $psia$ a 8600 ft y completamos la ecuación que determina la presión generada

por el aceite cuando no conocemos la longitud del intervalo en el cual hay aceite:

$$p_o = 0.35D + C$$

$$3880 = 0.35(8600) + C$$

$$C = 870$$

La ecuación que determina la presión generada por el aceite queda de la siguiente manera:

$$p_o = 0.35D + 870$$

Al igualar la presión generada por al agua, con la presión generada por una columna de aceite, podemos encontrar la profundidad del contacto agua-aceite:

$$p_w = p_o$$

$$0.45D + 14.7 = 0.35D + 870$$

$$D = 8553\ ft$$

c) Tomando como base un error de +5%, el gradiente del aceite queda de la siguiente manera:

$$p_o = 0.35 * (1.05)D + C$$

$$p_o = 0.3675D + C$$

Al utilizar la presión de 3880 $psia$ a 8600 ft, podemos determinar el valor de C en la ecuación:

$$3880 = 0.3675(8600) + C$$

$$C = 719.5$$

Por lo que la ecuación queda de la siguiente manera:

$$p_o = 0.3675D + 719.5$$

Al igualar la presión del agua con la del aceite, podemos encontrar la profundidad a la que se encuentra el contacto agua-aceite, considerando un gradiente de presión del aceite de $0.3675\ psi/ft$:

$$p_o = p_w$$

$$0.3675D + 719.5 = 0.45D + 14.7$$

$$D = 8543\ ft$$

Si ahora se considera un error de -5%, el gradiente del aceite queda de la siguiente manera:

$$p_o = 0.35 * (.95)D + C$$

$$p_o = 0.3325D + C$$

Al utilizar la presión de 3880 $psia$ a 8600 ft, podemos determinar el valor de C en la ecuación:

$$3880 = 0.3325(8600) + C$$

$$C = 1020.5$$

Por lo que la ecuación queda de la siguiente manera:

$$p_o = 0.3325D + 1020.5$$

Al igualar la presión del agua con la del aceite, podemos encontrar la profundidad a la que se encuentra el contacto agua-aceite, considerando un gradiente de presión del aceite de $0.3325\ psi/ft$:

$$p_o = p_w$$

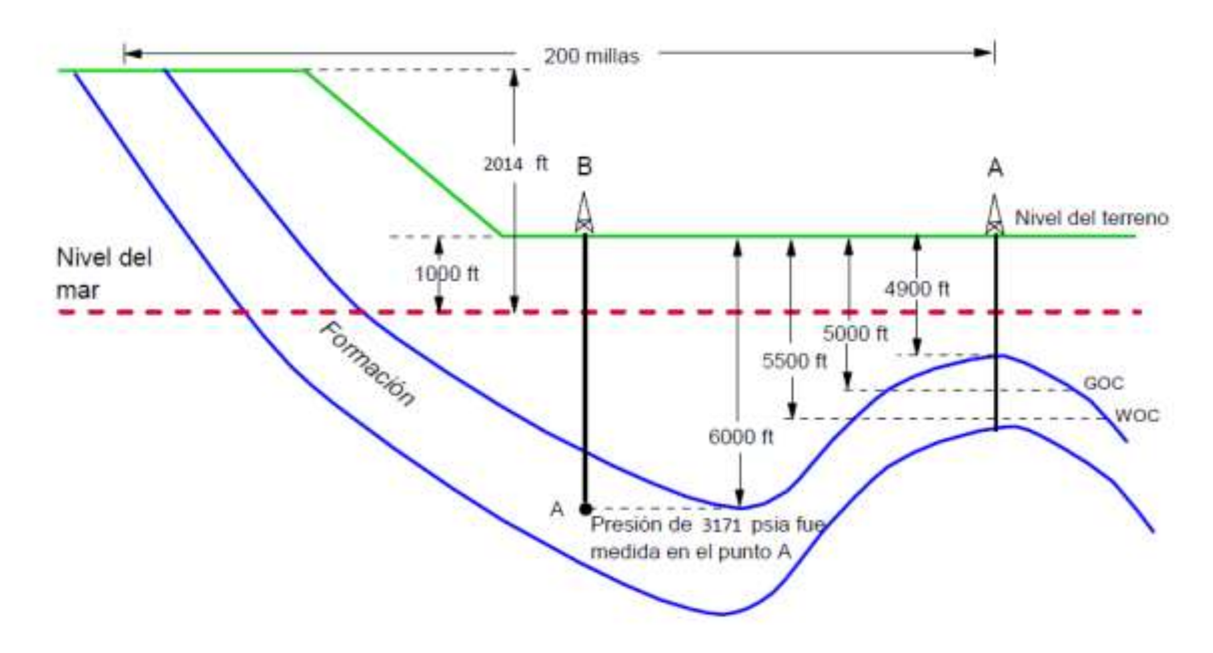
$$0.3325D + 1020.5 = 0.45D + 14.7$$

$$D = 8560\ ft$$

De acuerdo a lo anterior, podemos señalar que el punto más alto al cual puede encontrarse el contacto agua-aceite es a 8543 ft de profundidad, mientras que el punto más bajo es a 8560 ft.

14. De acuerdo a la figura, al estarse perforando, el pozo A presentó cambios bruscos en las mediciones de presión a 4900 ft de profundidad y a 5500 ft. Se pudo determinar con base en las manifestaciones en superficie que tales profundidades representan la cima de un yacimiento saturado y el contacto gas aceite respectivamente. Otro pozo, el pozo B, se perforó meses antes encontrando únicamente agua, y registrando una presión de 3171 $psia$ a 6000 ft de profundidad respecto al nivel del pozo. Determine la presión en los contactos gas-aceite y agua-aceite, así como la densidad del

lodo (en g/cm^3) con la que debe perforarse el casquete de gas del yacimiento.



Solución:

Debido a la forma del yacimiento, podemos calcular la presión generada por la columna de agua de la siguiente manera:

$$p_w = 0.45D + 14.7 + C_1$$

Sabemos que a 6000 ft de profundidad respecto al nivel del terreno del pozo, la presión es de 3171 $psia$. Con tal información, calculamos el valor de C_1:

$$3171 = 0.45(6000) + 14.7 + C_1$$

$$C_1 = 456.3\,psi$$

Podemos comprobar que tal valor corresponde a la elevación de 1014 ft respecto al nivel del pozo, ya que es donde comienza la formación y presenta comunicación hidráulica con el punto en el cual se midió la presión en el pozo B. La ecuación para determinar la presión generada por el agua queda de la siguiente manera:

$$p_w = 0.45D + 14.7 + 456.3$$

Con esta información, podemos calcular la presión a 5500 ft, que es la profundidad a la que se encuentra el contacto agua-aceite:

$$p_{WOC} = 0.45(5500) + 14.7 + 456.3$$

$$p_{WOC} = 2946\ psia$$

Sabemos que a 5500 ft hay una presión de 2946 $psia$, con ello, podemos calcular la ecuación que nos indica la presión esperada a cualquier profundidad dentro del intervalo de aceite:

$$p_o = 0.35 * \Delta h_o + C_2$$

$$2946 = 0.35(5500 - 5000) + C_2$$

$$C_2 = 2771\ psi$$

La ecuación para conocer la presión dentro del intervalo conocido en el cual encontramos aceite queda de la siguiente manera:

$$p_o = 0.35 * \Delta h_o + 2771$$

El valor de C_2 representa la presión que encontramos a 5000 ft, y tal profundidad representa a su vez el contacto gas-aceite en el yacimiento. Utilizamos el gradiente del gas para calcular la presión a 4900 ft, 100 ft por encima del contacto gas-aceite:

$$p_{cima} = 2771 - 0.08(5000 - 4900)$$

$$p_{cima} = 2763\ psia$$

15. Un pozo está siendo perforado y arroja niveles de presión de formación de tipo normal. Mientras el comportamiento de la presión del yacimiento sea del tipo normal, mencione la densidad mínima del lodo (en g/cm^3) que debe ser utilizado para la perforación.

Solución:

El lodo que se utilice debe generar un incremento de presión de 0.45 psi por cada pie de profundidad.

Sabemos que 1psi=6894 Pa, por lo que la primera conversión queda de la siguiente manera:

$$0.45 \frac{psi}{ft}\left[\frac{6894.757\ Pa}{1\ psi}\right]\left[\frac{1\ ft}{0.3048\ m}\right] = 10179.26\ \frac{Pa}{m}$$

También, sabemos que:

$$1\ Pa = 1\frac{Kg \cdot m}{s^2 \cdot m^2}$$

Por lo tanto:

$$10179.26\ \frac{Pa}{m} = 10179.26\ \frac{Kg \cdot m}{s^2 \cdot m^3}$$

El gradiente de presión lo encontramos con la siguiente fórmula:

$$grad = \rho g$$

Donde $g = 9.81\, m/s^2$

Para encontrar la densidad, debemos dividir el gradiente por la aceleración de la gravedad:

$$\frac{101179.26\ \frac{Kg \cdot m}{s^2 \cdot m^3}}{9.81\ \frac{m}{s^2}} = 1037.64\ \frac{kg}{m^3}$$

Convertimos a g/m^3:

$$1037.64\ \frac{kg}{m^3}\left[\frac{1000\ g}{1\ kg}\right]\left[\frac{1\ m}{100\ cm}\right]^3 = 1.03764\ \frac{g}{cm^3}$$

$$\rho_{lodo} = 1.03764\ \frac{g}{cm^3}$$

Otra forma de resolverlo es:

Convertimos el gradiente a unidades homogéneas

$0.45\ {}^{psi}/_{ft} = 0.45\frac{psi}{ft}\left|\frac{1fi}{12in}\right| = 0.0375\,{}^{lb}/_{in^3}$

Como se puede apreciar es una densidad, por lo que solo es necesario convertirlo a $\frac{g}{cm^3}$

$$0.0375\frac{lb}{in^3}\left|\frac{453.59gr}{1lb}\right|\left|\frac{1in}{2.54cm}\right|^3 = 1.03799\ \frac{g}{cm^3}$$

Capítulo 4

Cálculos volumétricos en el yacimiento

Una de las principales tareas de la ingeniería petrolera es determinar el volumen original de aceite y gas en el yacimiento. Para esto puede utilizarse información geológica y geofísica del yacimiento. Algunos de los métodos que involucran estas disciplinas son conocidos como métodos volumétricos [5, 7, 11].

4.1 Métodos volumétricos

El volumen original de aceite a condiciones estándar (N) se puede calcular con la siguiente integral [5, 11]:

$$N = \int \frac{h_o \phi S_o}{B_o} dA, \tag{4.1}$$

donde sí el espesor, la porosidad, la saturación de aceite, y el factor de volumen de aceite permanecen constantes la ecuación se simplifica como:

$$N = \frac{h_o \phi S_o A}{B_o}. \tag{4.2}$$

Similarmente, el volumen de gas a condiciones estándar en un yacimiento (G) puede estimarse de la siguiente forma [5]:

$$G = \int \frac{h_g \phi S_g}{B_g} dA. \tag{4.3}$$

o en general [5]:

$$V = \int \frac{h_f \phi S_f}{B_f} dA. \tag{4.4}$$

Dependiendo de las diferentes consideraciones realizadas durante el proceso de evaluación del volumen original de hidrocarburos, que a su vez

dependen de la información disponible y las características del yacimiento; pueden describirse diferentes métodos de solución de la Ec. 4.4.

4.1.1 Método de iso-hidrocarburos

Éste método nos permite conocer el volumen original de hidrocarburos, con el apoyo de la información de los pozos perforados, ya que requiere el empleo de la porosidad, y saturaciones de fluidos [5]. Para ello se define al índice de iso-hidrocarburos como una medida del volumen de hidrocarburos, a condiciones de yacimiento, que existe en la roca proyectada sobre un área del yacimiento [7]:

$$I_{hc} = h\emptyset(1 - S_w), \qquad (4.5)$$

y las unidades de éste índice son de volumen entre área (L^3/L^2) [5, 7, 11]. El proceso para calcular el volumen original de hidrocarburos mediante éste método se detalla a continuación [5, 7]:

1. Para obtener el volumen primero se determina el índice hidrocarburos para cada pozo perforado.
2. Posteriormente se construye un mapa de curvas de índices de hidrocarburos con la ayuda de la información de los pozos, se interpola la información faltante para completar las curvas.
3. Después se determina el área que abarca cada curva, con métodos numéricos de integración o con un planímetro.
4. En seguida se crea una tabla de índice de hidrocarburos con su respectiva área encerrada en la curva y se grafican estos valores en una grafica I_{hc} vs $Área$
5. Por último se calcula el área encerrada sobre la curva que se forme, y éste será el volumen original de aceite a condiciones de yacimiento, si se desea conocerlo a condiciones estándar basta con dividirlo por el factor de volumen de aceite.

4.1.2 Método de cimas y bases

Éste método que permite determinar el volumen original de hidrocarburos de manera directa, ya que éste método nos permite calcular el volumen neto de roca. Su aplicación parte de que la porosidad del yacimiento y la saturación de aceite son constantes, por lo que al multiplicar el volumen de roca por estos factores se obtiene el volumen original de aceite a condiciones de yacimiento [5].

La aplicación del método de cimas y bases requiere generar mapas con curvas de igual profundidad tanto de la cima como de las bases de la formación, por ello es necesario contar con la información de los registros geofísicos de los pozos perforados que estos hayan atravesado la formación para poder determinar la cima y la base de la formación [5, 7]. El procedimiento de cálculo utilizado se describe a continuación [7]:

1. Lo primero es determinar las cimas y bases con la información de los pozos perforados, y no hay que perder de vista los contactos de los fluidos.
2. Se hacen interpolaciones con la información para poder obtener planos con el área que abarcan las cimas y bases a diferentes profundidades.
3. Después se determina el área que abarca cada curva, con métodos numéricos de integración o con un planímetro.
4. Se grafican las curvas de cimas y bases en un gráfico de profundidad contra área.
5. Por último se calcula el área encerrada en ambas curvas, y esta es el volumen neto de roca. Para el caso de que exista contactos se grafican también los contactos y se calcula el área encerrada entre los límites del aceite.

4.1.3 Método de iso-pacas

Como el método de cimas y bases, éste método nos permite calcular el volumen neto de roca; no obstante, para su aplicación requiere de conocer los espesores netos de hidrocarburos [5].

El procedimiento de cálculo utilizado se describe a continuación [7]:

1. Primero es necesario determinar los diferentes espesores que atravesaron los pozos.
2. Se crea un mapa con curvas de espesores y ubicación de los pozos, para crear las curvas es necesario interpolar los datos faltantes con la información disponible.
3. Se determina el área que abarca cada curva de espesor con métodos numéricos o planímetros.
4. Se grafican los valores de espesores con los de área en una gráfica **espesor vs área**.
5. Por último se calcula el área bajo la curva que se forma y tenemos el volumen de roca.
6. Se multiplica el volumen por la porosidad media de la formación, la saturación media de aceite y tenemos el volumen original de aceite a condiciones de yacimiento. Y si lo dividimos por el factor de volumen de aceite tendremos el volumen original de aceite a condiciones de estándar, como en el caso "primero".

4.2 Uso de reglas de integración

En el cálculo del volumen de figuras irregulares se puede recurrir a métodos numéricos para obtener un valor aproximado. Para ello se divide a la figura en figuras equidistantes [11]. Para asegurar que las estimaciones sean más reales, los valores del incremento elegido (Δz) debe ser suficientemente pequeño [5].

La regla más fácil de implementar consiste el área en forma de trapecios [5, 11]; para ello se utiliza la siguiente expresión:

$$V = \frac{\Delta z}{2}(A_1 + 2A_2 + 2A_3 + \cdots + 2A_{n-1} + A_n). \quad (4.5)$$

Otras expresiones más exactas, pero cuya aplicación suele resultar más complicada son las reglas de Simpson y la piramidal [5, 11]. Una de las principales limitantes de las reglas de Simpson recae en los polinomios de interpolación utilizados para determinar los puntos intermedios del intervalo [5], por lo que una forma simplificada de la regla de Simpson 1/3 puede obtenerse usando métodos lineales como [11]:

$$V = \frac{\Delta z}{3}(A_1 + 4A_2 + 2A_3 + 4A_4 \ldots + 2A_{n-2} + 4A_{n-1} + A_n), \quad (4.6)$$

donde n es un número impar. Finalmente, la regla piramidal es:

$$V = \frac{\Delta z}{3}\left(A_1 + 2A_2 + \cdots + 2A_{n-1} + A_n + \sqrt{A_1A_2} + \sqrt{A_2A_3} + \cdots + \sqrt{A_{n-1}A_n}\right). \quad (4.7)$$

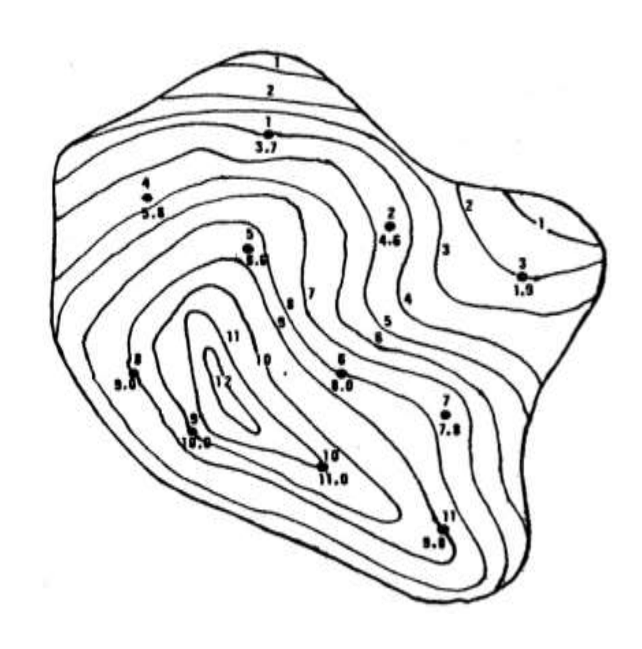
Ejercicios propuestos para el capítulo 4 con solución.

1. Determinar por el método de isohidrocarburos el volumen original de aceite con la siguiente información:

A partir de los datos de los pozos se obtuvo la siguiente tabla:

Pozo No	I_{HC} m^3 HC/m^2 roca
1	3.7
2	4.6
3	1.9
4	5.8
5	8.6
6	8.0
7	7.8
8	9.0
9	11.0
10	11.0
11	9.0

La configuración correspondiente de isohidrocarburos se muestra en la siguiente figura:



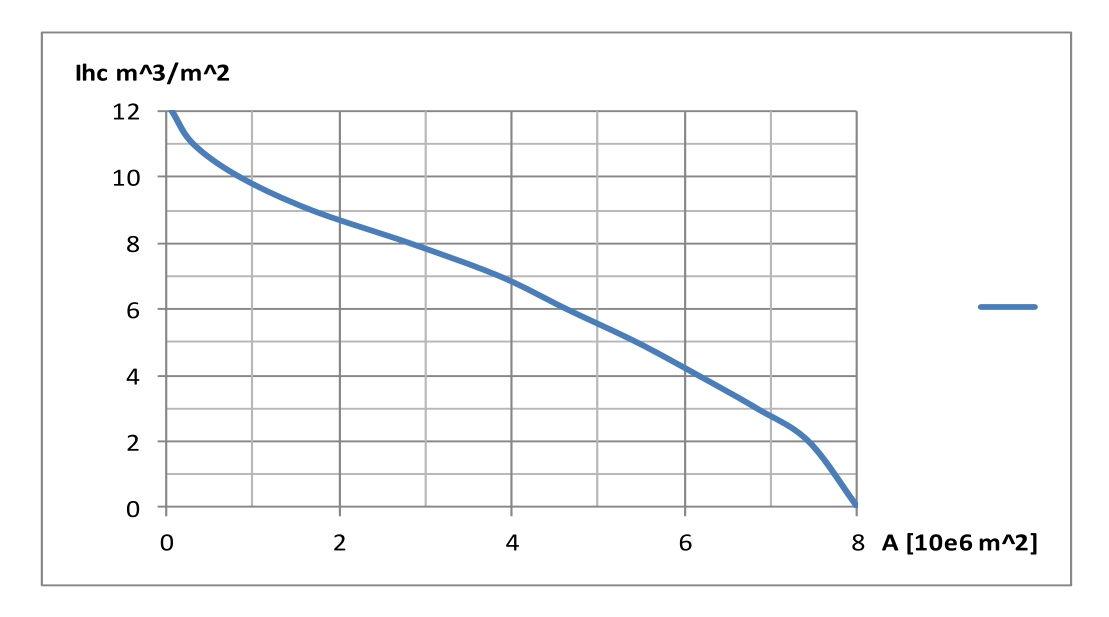
Plano de Isohidrocarburos (Rodríguez Nieto 1986)

La medición con un planímetro de cada una de las áreas encerradas por las diferentes curvas de isohidrocarburos, se muestra en la siguiente tabla:

Indice de Isohidrocarburos m^3 HC/m^2 terr	Área del terreno 10^6 m^2
0	8.01
2	7.44
3	6.84
4	6.16
5	5.45
6	4.64
7	3.86
8	2.82
9	1.68
10	0.85
11	0.31
12	0.06

Solución

Al graficar los valores de la tabla de las curvas de índice de hidrocarburos contra los del área que encierran tenemos la siguiente gráfica.



El volumen de hidrocarburos es el área encerrada bajo la curva. Para calcularla podemos emplear alguna de las reglas de integración.

Empleando la regla del trapecio

$$V = \frac{\Delta z}{2}(A_1 + 2A_2 + 2A_3 + \cdots + 2A_{n-1} + A_n)$$

Las áreas son tomados de la tabla y $\Delta z = 1$

$$V = \frac{1}{3}[8.01 + 2(7.44) + 2(6.84) + 2(6.16) + 2(5.45) + 2(4.64) + 2(3.86) + 2(2.82) + 2(1.68) + 2(0.85) + 2(0.31) + (0.06)]$$

$V = 44.085x10^6 m^3$ de aceite

Comparando el valor obtenido con las demás reglas de integración

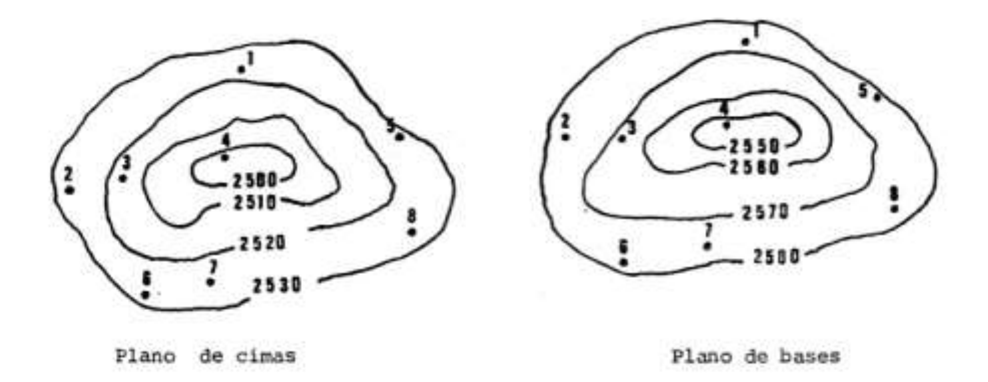
Volumen [10e6 m^3]	
Trapecio	44.085
Piramidal	37.743
Simpson	36.333

2. Determinar por método de cimas y bases el **volumen de roca** con la información que se proporciona.

De los pozos perforados se obtuvieron las profundidades de las cimas y las bases y se muestran en la siguiente tabla. El contacto agua aceite se encontró a 2540 metros.

Pozo No	Profundidad de las cimas [m]	Profundidad de las bases [m]
1	2527	2576
2	2535	2575
3	2512	2557
4	2495	2548
5	2528	2575
6	2526	2575
7	2528	2571
8	2528	2576

En la siguiente figura se muestra la configuración de las cimas y bases, así como los pozos perforados y un arreglo de valores cerrados para las curvas de cimas y bases.

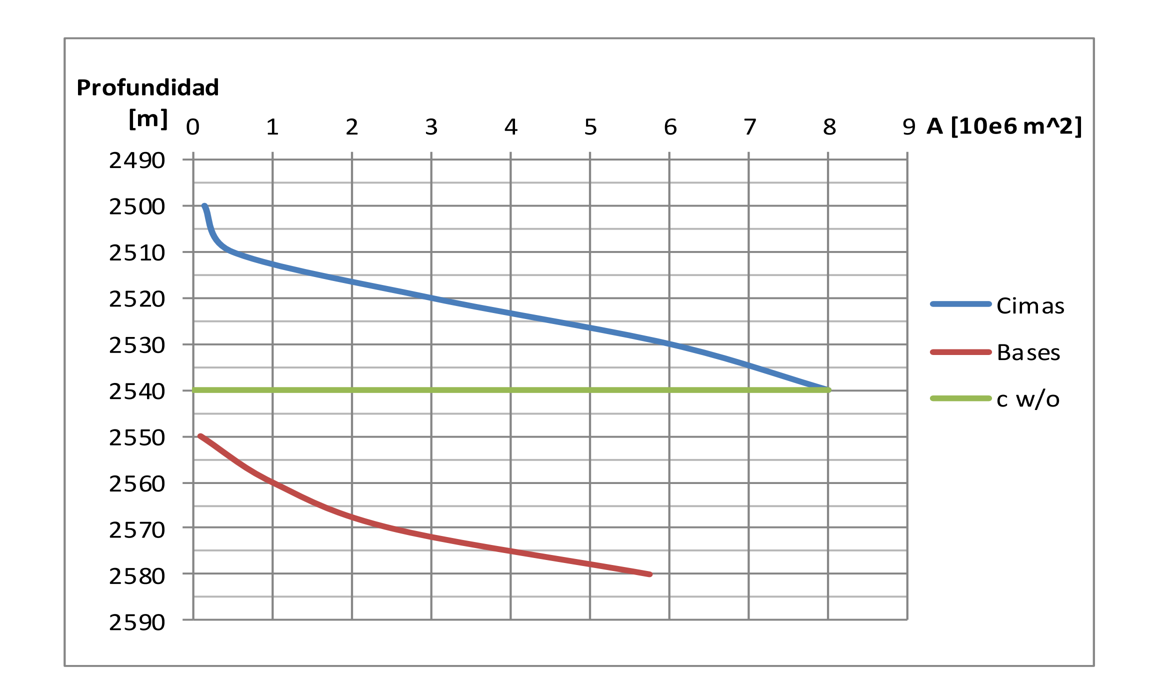


El área encerrada en las curvas de cimas y bases se muestra en la siguiente tabla

Profundidad [m]	Área 10e6 m^2	
	Cimas	Bases
2500	0.150	
2510	0.500	
2520	3.000	
2530	6.000	
2540	8.000	
2550		0.100
2560		1.000
2570		2.500
2580		5.750

Solución

Al graficar el área de las cimas y bases contra profundidad tenemos la siguiente gráfica.



La linea verde representa el contacto agua aceite, por lo que solo es necesario calcular el area encerrada por las curvas azul y verde para obtener el volumen de roca.

Empleando la regla de Simpson tenemos:

$$V = \frac{\Delta z}{3}(A_1 + 4A_2 + 2A_3 + 4A_4 \ldots + 2A_{n-2} + 4A_{n-1} + A_n)$$

Utilizando los valores de la tabla anterior, y considerando $\Delta z = 10$:

$$V = \frac{10}{3}[0.15 + 4(0.50) + 2(3.00) + 4(6.00) + (8.00)]$$

$V = 133.833x10^6 m^3$de roca

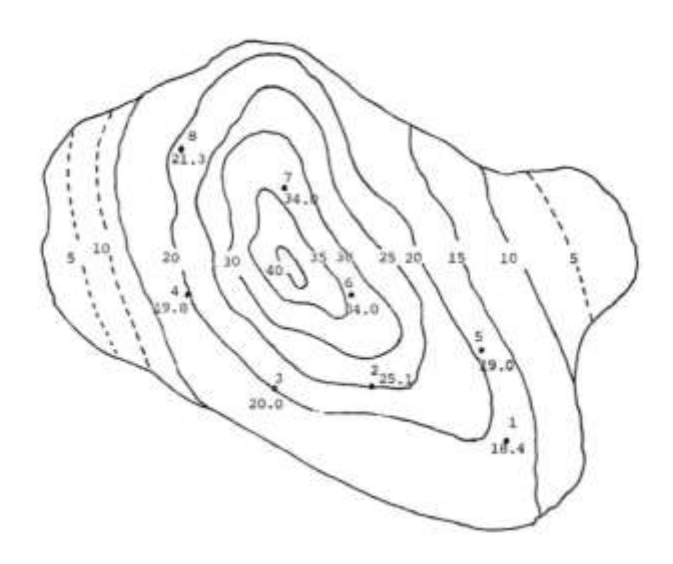
Comparando el valor obtenido con las demás reglas de integración

Volumen [10e6 m^3]	
Trapecio	135.750
Piramidal	132.732
Simpson	133.833

3. Determinar por metodo de isopacas el **volumen de roca** con la siguiente informacion sobre el espesor neto atravesado por cada pozo perforado.

Pozo No	Espesor Neto [m]
1	18.4
2	25.1
3	20.0
4	19.8
5	19.0
6	34.0
7	34.0
8	21.3

El arreglo propuesto de curvas de isopacas quedó de la siguiente manera.



plano de isoparacas

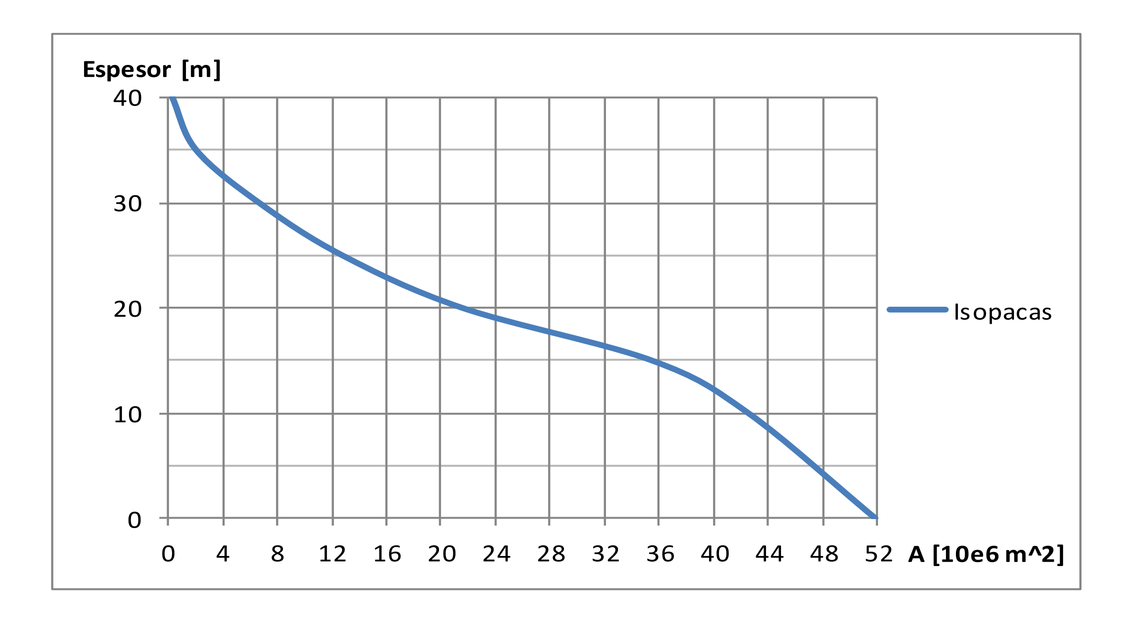
El área encerrada por cada una de las curvas se muestra a continuación.

Espesor Isopaca [m]	Área del terreno [10e6 m^2]
0	51.85
10	42.53
15	35.45
20	21.55
25	12.75
30	6.65
35	2.05
40	0.30

Área ocupada por cada espesor de isopaca

Solución

Al graficar las curvas de espesores de las isopacas contra el área que encierran se tiene la siguiente gráfica.



Empleando la regla Piramidal para determinar el área bajo la curva.

$$V = \frac{\Delta z}{3}\left(A_1 + 2A_2 + \cdots + 2A_{n-1} + A_n + \sqrt{A_1 A_2} + \sqrt{A_2 A_3} + \cdots + \sqrt{A_{n-1} A_n}\right)$$

$$V = \frac{10}{3}\Big[51.85 + 2(42.53) + 2(36.45) + 2(21.55) + 2(12.75) + 2(6.65) + 2(2.05) + (0.30) + \sqrt{(51.85)(42.53)} + \sqrt{(42.53)(36.45)} + \sqrt{(36.45)(21.55)} + \sqrt{(21.55)(12.75)} + \sqrt{(12.75)(6.65)} + \sqrt{(6.65)(2.05)} + \sqrt{(2.05)(0.30)}\Big]$$

$V = 1451.9x10^6 m^3$ de roca

Comparando el valor obtenido con las demás reglas de integración

Volumen [10e6 m^3]	
Trapecio	1470.550
Piramidal	1459.328
Simpson	1451.900

4. La información registrada en los pozos de un nuevo yacimiento se muestra en la tabla siguiente. Con base en los datos proporcionados, determine la porosidad promedio del sistema y explique su puede considerarse un yacimiento homogéneo. Justifique su respuesta.

Pozo	Porosidad [%]	Espesor [ft]	Área de drene [ft^2]
D	15.245	23.543	2132.129
1	13.544	24.345	1832.213
2	17.532	27.593	2313.121
3	14.478	28.248	2431.123
4	16.643	25.533	2132.213
5	15.654	26.543	1923.121

Solución

La porosidad promedio $(\bar{\phi})$ de un yacimiento puede obtenerse de la suma de los volúmenes porosos (V_p) como:

$V_{ptotal} = V_{p1} + V_{p2} + V_{p3} \ldots,$

Al hacerlo en términos de porosidad:

$V_{ptotal} = \bar{\phi} V_{btotal} = \phi_1 V_{b1} + \phi_2 V_{b2} + \phi_3 V_{b3} \ldots,$

Al dividir el volumen poroso total, V_{ptotal}, por el volumen de roca total ($V_{btotal} = \sum_{j=1}^{n} V_{bj}$) se llega a la siguiente ecuación, que representa el caso 1:

$$\bar{\phi} = \frac{\phi_1 V_{b1} + \phi_2 V_{b2} + \phi_3 V_{b3} \ldots}{V_{btotal}} = \frac{\sum_{j=1}^{n} \phi_j V_{bj}}{\sum_{j=1}^{n} V_{bj}}$$

Si el área de drene de los pozos es la misma, la ecuación queda de la siguiente manera, representando el caso 2:

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{j=1}^{n} \phi_j h_j}{\sum_{j=1}^{n} h_j}$$

Y si el espesor es constante, el caso 3:

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{j=1}^{n} \phi_j A_j}{\sum_{j=1}^{n} A_j}$$

Haciendo los cálculos bajo los tres esquemas, obtenemos los siguientes resultados:

Caso 1:

$\bar{\phi} = 15.59\ \%$

Caso 2:

$\bar{\phi} = 15.54\ \%$

Caso 3:

$\bar{\phi} = 15.56\ \%$

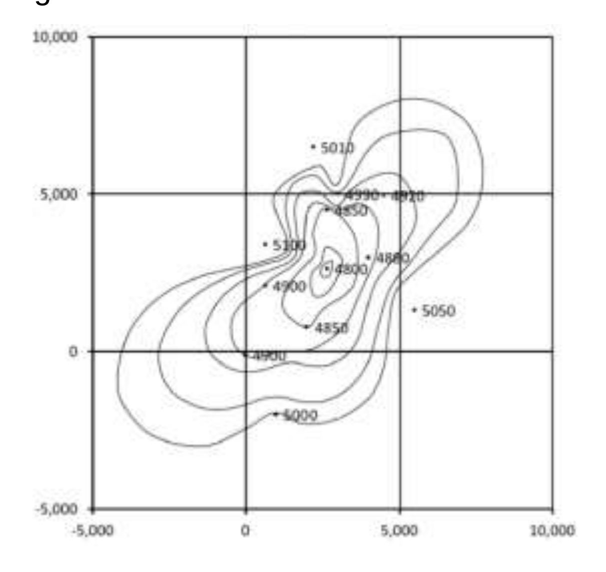
Dado que los valores de $\bar{\phi}$, obtenidos al ponderar con el volumen (caso 1), el espesor neto (caso 2) y el área de drene de los pozos (caso 3), son prácticamente iguales, puede considerarse que el yacimiento es homogéneo.

5. Un campo de aceite contiene siete pozos productores y cinco pozos "secos", cuyas coordenadas y datos se muestran en la siguiente tabla. El factor de volumen del aceite inicial es 1.435 rbl/stb, el contacto agua-aceite inicial se ubica a 4960 $ft\ bajo\ NMM$ y no hay gas libre en el yacimiento.

Pozo	x (ft)	y (ft)	Prof. ($ft\ NMM$)	h (ft)	ϕ	S_w
1	0	-110	-4900	25	0.200	0.50
2	4500	4970	-4920	33	0.205	0.65
3	2640	2640	-4800	44	0.200	0.20
4	660	2100	-4900	36	0.190	0.22
5	2000	770	-4850	22	0.023	0.27
6	2640	4500	-4850	45	0.242	0.23
7	4000	3000	-4880	23	0.235	0.22
8	660	3400	-5100	34	0.230	1.00
9	5500	1320	-5050	24	0.190	1.00
10	2200	6500	-5010	11	0.210	1.00
11	1000	-2000	-5000	24	0.180	1.00
12	3000	5000	-4990	28	0.120	1.00

Con base en la información proporcionada, estime el volumen original de aceite en el yacimiento mediante el método de isohidrocarburos. Construya el mapa de distribución de las propiedades interpolando con el método de

Krige, considerando el mapa estructural del yacimiento de la siguiente figura.



Solución.

Con la información proporcionada se calcula el índice de isohidrocarburos para cada pozo en unidades de stb/ft^2 como:

$$\Psi = \frac{h\phi(1 - S_w)}{B_o}$$

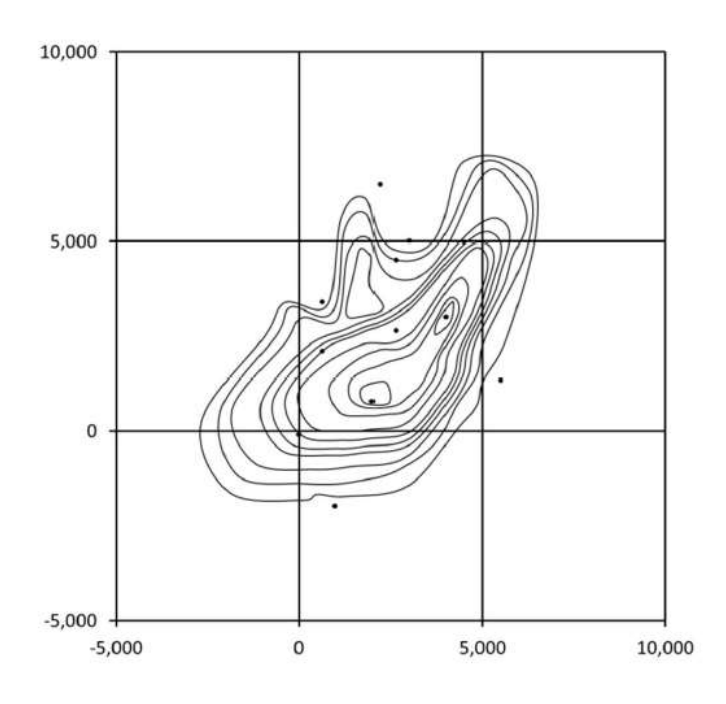
Para cada pozo, debemos considerar $B_o = 1.435$, y hacer la siguiente consideración para homogeneizar unidades:

$$\Psi = \frac{h\phi(1 - S_w)}{1.435}\left[ft \times \frac{stb}{rbl} \times \frac{1\ stb}{5.61\ ft^3}\right] = \frac{h\phi(1 - S_w)}{8.0569}$$

Con base en lo anterior, y con la ayuda de una hoja de cálculo, obtenemos los siguientes resultados:

Pozo	x (ft)	y (ft)	Prof. $(ft\ NMM)$	$h \times \phi \times (1 - S_w)$ (ft)	Ψ (STB/ft^2)
1	0	-110	-4900	2.5	0.31029304
2	4500	4970	-4920	2.36775	0.29387854
3	2640	2640	-4800	7.04	0.8737852
4	660	2100	-4900	5.3352	0.66219017
5	2000	770	-4850	0.36938	0.04584642
6	2640	4500	-4850	8.3853	1.04076009
7	4000	3000	-4880	4.2159	0.52326577
8	660	3400	-5100	0	0
9	5500	1320	-5050	0	0
10	2200	6500	-5010	0	0
11	1000	-2000	-5000	0	0
12	3000	5000	-4990	0	0

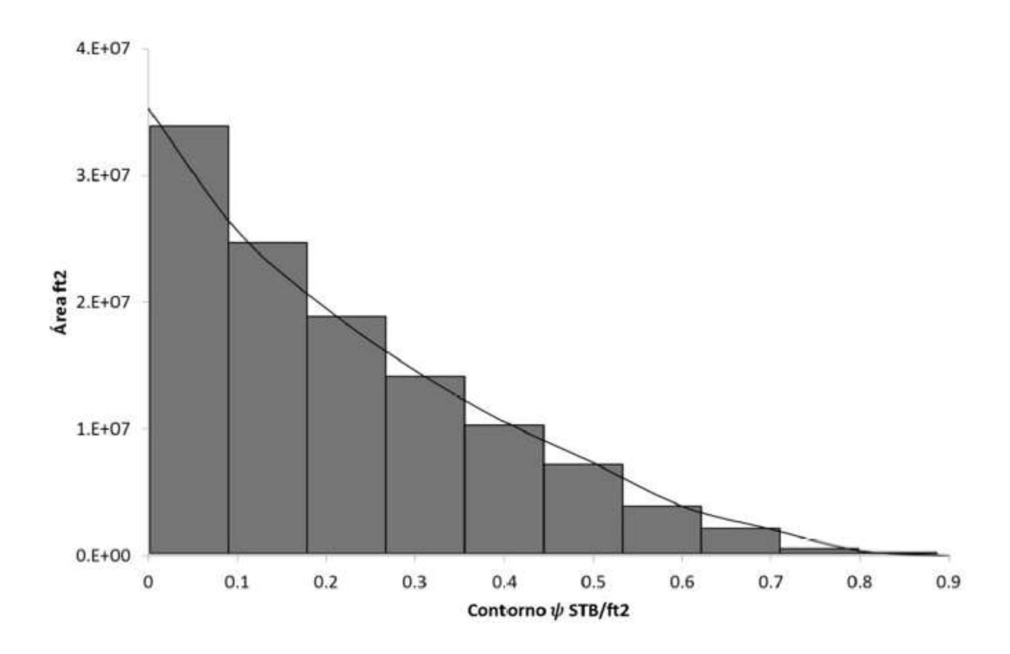
El mapa de índice de isohidrocarburos se construye con un paquete de cómputo, donde las curvas se encuentran separadas a una distancia $(\Delta\psi)$ de 0.1 stb/ft^2.



Las mediciones de las áreas de las curvas de isohidrocarburos se presentan en la siguiente tabla:

Contorno Ψ	Área medida (in^2)	Área real (ft^2)
00	3.52862x10	3.52862x10^{7}
0.1	2.56503x10	2.56503x10^{7}
0.2	1.95401x10	1.95401x10^{7}
0.3	1.46552x10	1.46552x10^{7}
0.4	1.05954x10	1.05954x10^{7}
0.5	7.33082	7.33082 x10^{6}
0.6	3.92856	3.92856 x10^{6}
0.7	2.10524	2.10524 x10^{6}
0.8	4.04760x10^{-1}	4.04760x10^{5}
0.9	1.30941x10^{-2}	1.30941x10^{4}

La siguiente figura muestra la discretización de resultados:



Por el método de Simpson y la regla piramidal, se obtienen los valores de volumen original de aceite de 10.093 $MMSTB$ y 10.121 $MMSTB$ respectivamente.

Para este ejercicio, el uso de la regla trapezoidal es incorrecto, pues la relación de áreas entre los contornos de 0.8 y 0.9 (o.0323) es menor a 0.5; no obstante, el cálculo se realiza con fines comparativos, obteniéndose un resultado de 10.186 $MMSTB$.

Se observa que los resultados se encuentran fuertemente influenciados por la cantidad y calidad de los datos suministrados, más que por la técnica de integración usada, resaltando la importancia de conocer los parámetros estáticos del yacimiento.

6. Determine el volumen original de aceite (en stb y m^3) para el yacimiento cuyos parámetros promedio se muestran a continuación:

$h = 25\ ft$ $s_w = 0.25$ $B_o = 1.44\ rbl/stb$

$\phi = 0.16$ $A = 950\ acres$

Solución.

Debido a que los valores proporcionados son los valores promedio del yacimiento, y considerando al yacimiento como uno homogéneo, podemos utilizar la siguiente fórmula para conocer el volumen original de hidrocarburos:

$$N = \frac{h\emptyset(1 - S_w)A}{B_o}$$

Es necesario convertir los $acres$ a ft^2 para que haya congruencia en las unidades utilizadas. Realizamos la siguiente conversión:

$1\ acre = 43560\ ft^2$

$950\ acres\ \left[\frac{43560\ ft^2}{1\ acre}\right] = 41382000\ ft^2$

Al sustituir en la siguiente, obtenemos:

$$N = \frac{h\emptyset(1 - S_w)A}{B_o} = \frac{(25\ ft)(0.16)(1 - 0.25)(41382000\ ft^2)}{1.44}$$

$$N = 86\ 212\ 500\ ft^3$$

Convirtiendo a barriles:

$$86212500\ ft^3\left(\frac{1\ bl}{5.615\ ft^3}\right) = 15353962.6\ bbl$$

Por lo tanto:

$$N = 15353962.6\ bbl$$

Convirtiendo a m^3:

$$86212500\ ft^3\left(\frac{0.3048\ m}{1\ ft}\right)^3 = 2441266.137\ m^3$$

$$N = 2441266.137\ m^3$$

7. Determine el volumen original de aceite (en stb y m^3)para el yacimiento cuyos parámetros promedio se muestran a continuación:

$h = 35\ ft$ $\qquad s_w = 0.20$ $\qquad B_o = 1.25\ rbl/stb$

$\phi = 0.196$ $\qquad A = 2 \times 10^6 ft^2$

Solución.

Debido a que los valores proporcionados son los valores promedio del yacimiento, y considerando al yacimiento como uno homogéneo, podemos utilizar la siguiente fórmula para conocer el volumen original de hidrocarburos:

Solución:

$$N = \frac{h\emptyset(1 - S_w)A}{B_o}$$

$$N = 1563811.22\ bbl$$

$$N = 248644.56\ \ m^3$$

8. Determine el volumen original de aceite (en stb y m^3) para el yacimiento cuyos parámetros promedio se muestran a continuación:

$h = 250\ ft$ $\qquad s_w = 0.15$ $\qquad B_o = 1.53\ rbl/stb$

$\phi = 0.21$ $\qquad A = 3750\ acres$

Solución.

Debido a que los valores proporcionados son los valores promedio del yacimiento, y considerando al yacimiento como uno homogéneo, podemos utilizar la siguiente fórmula para conocer el volumen original de hidrocarburos:

$$N = \frac{h\emptyset(1 - S_w)A}{B_o}$$

Haciendo las conversiones necesarias y sustituyendo los valores en la fórmula, tenemos:

$$N = 4764375000\ ft^3$$

Convirtiendo a barriles:

$$4764375000\ ft^3 \left(\frac{1\ bl}{5.615\ ft^3}\right) = 848508459.5\ \ bbl$$

Por lo tanto:

$$N = 848508459.5\ \ bbl$$

Convirtiendo a m^3:

$$4764375000 ft^3 \left(\frac{0.3048\ m}{1\ ft}\right)^3 = 134912076\ m^3$$

$$N = 134912076\ m^3$$

9. Determine el volumen original de aceite (en stb y m^3) para el yacimiento cuyos parámetros promedio se muestran a continuación:

$h = 28.5\ ft$ $\quad s_w = 0.275$ $\quad B_o = 1.045\ rbl/stb$

$\phi = 0.177$ $\quad A = 15\ mi^2$

Solución.

Debido a que los valores proporcionados son los valores promedio del yacimiento, y considerando al yacimiento como uno homogéneo, podemos utilizar la siguiente fórmula para conocer el volumen original de hidrocarburos:

$$N = \frac{h\emptyset(1 - S_w)A}{B_o}$$

Es necesario convertir las mi^2 a ft^2 para que haya congruencia en las unidades utilizadas. Al hacerlo y sustituir valores en la fórmula, tenemos:

$$N = 1463440935\ ft^3$$

Convirtiendo a barriles:

$$571687875 ft^3 \left(\frac{1\ bl}{5.615\ ft^3}\right) = 101814403.4\ \ bbl$$

Convirtiendo a m^3:

$$571687875\ ft^3 \left(\frac{0.3048\ m}{1\ ft}\right)^3 = 16188397.85\ m^3$$

10. Determine el volumen original de aceite (en stb y m^3) para el yacimiento cuyos parámetros promedio se muestran a continuación:

$h = 25\ m$ $\quad s_w = 0.215$ $\quad B_o = 1.244\ rbl/stb$

$\phi = 0.22$ $\quad A = 762\ ha$

Solución.

Debido a que los valores proporcionados son los valores promedio del yacimiento, y considerando al yacimiento como uno homogéneo, podemos utilizar la siguiente fórmula para conocer el volumen original de hidrocarburos:

$$N = \frac{h\emptyset(1 - S_w)A}{B_o}$$

Realizando las conversiones necesarias y sustituyendo valores en la fórmula, tenmos:

$$N = \frac{h\emptyset(1 - S_w)A}{B_o} = \frac{(25\,m)(0.22)(1 - 0.215)(7620000\,m^2)}{1.44}$$

$$N = 22846770.83\,m^3$$

Convirtiendo a barriles:

$$22846770.83\,m^3 \left(\frac{6.2898\ \ bbl}{1m^3}\right) = 143701619.2\ \ bbl$$

11. Determine el volumen original de gas (en scf) para el yacimiento cuyos parámetros promedio se muestran a continuación:

$h = 25\,ft$ $\quad$ $s_w = 0.25$ $\quad$ $B_g = 0.003\,cf/scf$

$\phi = 0.16$ $\quad$ $A = 950\,acres$

Solución.

Debido a que los valores proporcionados son los valores promedio del yacimiento, y considerando al yacimiento como uno homogéneo, podemos utilizar la siguiente fórmula para conocer el volumen original de gas:

$$G = \frac{h\emptyset(1 - S_w)A}{B_g}$$

Es necesario convertir los $acres$ a ft^2 para que haya congruencia en las unidades utilizadas. Realizamos la siguiente conversión:

$1\ acre = 43560\ ft^2$

$950\ acres\ \left[\frac{43560\ ft^2}{1\ acre}\right] = 41382000\ ft^2$

Al sustituir en la ecuación, obtenemos:

$$G = \frac{h\emptyset(1 - S_w)A}{B_o} = \frac{(25\ ft)(0.16)(1 - 0.25)(41382000\ ft^2)}{0.003}$$

$$G = 4.1383 \times 10^{10}\ ft^3$$

12. Determine el volumen original de gas (en scf) para el yacimiento cuyos parámetros promedio se muestran a continuación:

$h = 35\ ft$ $\qquad s_w = 0.20$ $\qquad B_o = 0.0055\ cf/scf$

$\phi = 0.196$ $\qquad A = 2 \times 10^6 ft^2$

Solución.

$$G = 1995636364\ ft^3$$

13. Determine el volumen original de gas (en scf) para el yacimiento cuyos parámetros promedio se muestran a continuación:

$h = 250\ ft$ $\qquad s_w = 0.15$ $\qquad B_g = 0.00463\ scf/scf$

$\phi = 0.21$ $\qquad A = 3750\ acres$

Solución.

Realizando las conversiones necesarias y sustituyendo valores en la fórmula, tenemos:

$$G = \frac{h\emptyset(1 - S_w)A}{B_o} = \frac{(250\ ft)(0.21)(1 - 0.15)(163350000\ ft^2)}{0.003}$$

$$G = 1.574404698 \times 10^{12}\ ft^3$$

14. Determine el volumen original gas (en scf)) para el yacimiento cuyos parámetros promedio se muestran a continuación:

$h = 28.5\ ft$

$\phi = 0.177$

$s_w = 0.275$

$A = 15\ mi^2$

$B_g = 0.00235\ cf/scf$

Solución.

Debido a que los valores proporcionados son los valores promedio del yacimiento, y considerando al yacimiento como uno homogéneo, podemos utilizar la siguiente fórmula para conocer el volumen original de hidrocarburos:

$$G = \frac{h\emptyset(1 - S_w)A}{B_g}$$

Realizando las conversiones necesarias y sustituyendo valores en la fórmula, tenemos:

$$G = \frac{h\emptyset(1 - S_w)A}{B_o} = \frac{(28.5\ ft)(0.177)(1 - 0.275)(418153134.2\ ft^2)}{0.003}$$

$$G = 6.507641604 \times 10^{11}\ ft^3$$

15. Determine el volumen original de gas (en scf))para el yacimiento cuyos parámetros promedio se muestran a continuación:

$$h = 25\ m$$

$$\phi = 0.22$$

$$s_w = 0.215$$

$$A = 762\ ha$$

$$B_g = 0.0061\ cf/scf$$

Solución.

Realizando las conversiones necesarias y sustituyendo valores en la fórmula, tenemos:

$$G = \frac{h\emptyset(1 - S_w)A}{B_o} = \frac{(25\ ft)(0.22)(1 - 0.215)(7620000\ ft^2)}{0.0061}$$

$$G = 5393336066\ ft^3$$

Capítulo 5

Mecanismos de producción primaria

Todos los yacimientos son una combinación única de características como su forma geométrica, propiedades geológicas de la roca, características de los fluidos y mecanismo de producción primara. A pesar de que no hay dos yacimientos iguales, es posible clasificarlos de acuerdo al mecanismo de recuperación primaria mediante el cual producen, ya que cada mecanismo tiene un comportamiento característico según los siguientes factores [4, 5]:

- Factor de recuperación, que es el volumen producido, entre el volumen original de hidrocarburos descubierto.
- Tasa de declinación de la presión
- Relación gas-aceite
- Producción de agua

La producción de hidrocarburos a partir de cualquiera de los mecanismos naturales (sin procesos adicionales) se conoce como Recuperación Primaria. Las principales fuentes de energía natural o energía interna del yacimiento, disponibles para la producción de los sistemas de hidrocarburos son los siguientes [5]:

- Energía de compresión del agua y la roca del yacimiento;
- Energía de compresión del aceite del yacimiento;
- Energía de compresión del gas del yacimiento;
- Energía de compresión de los cuerpos de agua (acuíferos);
- Energía gravitacional.

Al perforar un pozo, liberamos la energía acumulada del yacimiento, por lo que su presión disminuye y los fluidos se expanden [5].

5.1 Mecanismos de producción de los yacimientos

Existen básicamente tres tipos de mecanismos de empuje que proveen de energía natural a los yacimientos, necesaria para la recuperación de hidrocarburos [5], **Fig. 5.1**.

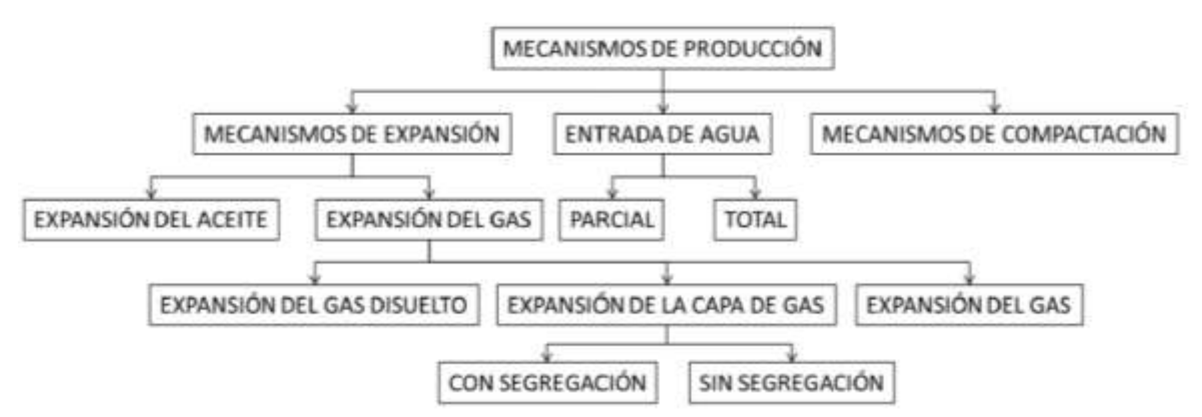


Figura 5.1. Mecanismos de producción de los yacimientos (modificada de Lake 2007).

En la mayoría de los casos la producción se debe al efecto combinado de distintos empujes [5]. En la primera etapa de producción, la producción primaria, la expansión total del volumen de la roca y de los fluidos del yacimiento es igual al volumen de fluidos que son expulsados del medio poroso; cuando existe un acuífero asociado, el volumen de agua que entra al yacimiento es el mismo volumen de fluidos expulsados.

La segregación gravitacional, que acomoda a los fluidos presentes en el yacimiento de acuerdo a su densidad, no representa por sí misma un proceso mediante el cual se expulse fluidos del yacimiento, sin embargo, permite aprovechar el reacomodo de las fases para optimizar la recuperación de hidrocarburos.

5.2 Rangos de recuperación

La producción en cada yacimiento es diferente, sin embargo existen factores que determinan el grado de éxito que se logre en la recuperación de los hidrocarburos contenidos en él. Los factores de los cuales depende la recuperación de hidrocarburos son los siguientes [5]:

- Propiedades físicas de la roca y fluidos
- Mecanismos de empuje presentes
- Precio de los hidrocarburos
- Condiciones de explotación del sistema

La producción de hidrocarburos se mide en función del volumen original hallado y se calcula para sistemas de aceite como [5]:

$$F_r = \frac{N_p}{N} \tag{5.1}$$

y en sistemas de gas como:

$$F_r = \frac{G_p}{G} \tag{5.2}$$

donde N_p es el volumen acumulado producido de aceite y G_p, el de gas. Ambos volúmenes se encuentran medidos a condiciones estándar. La recuperación final en yacimientos volumétricos siempre es menor conforme mayor contenido de líquidos exista en el yacimiento [5], **Fig. 5.2**.

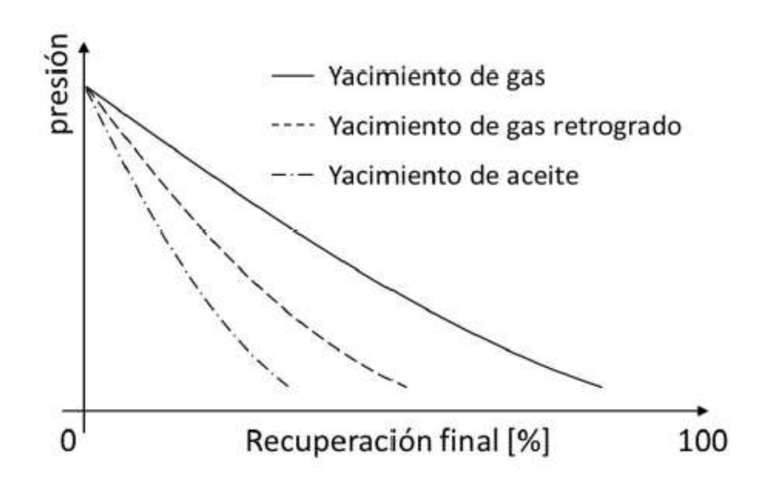


Figura 5.2. Comparación de la recuperación final en distintos tipos de yacimientos (Gallardo 2013).

Se han observado comportamientos con respecto al factor de recuperación final según el mecanismo de producción en yacimientos de aceite y de gas seco, presentados en las **Tablas 5.2** y **5.3**, respectivamente [5].

Tabla 5.2. Rangos típicos de recuperación en los yacimientos de aceite (Modificada de Gallardo, 2013)

Mecanismo de producción	Recuperación final [% N]
Gas disuelto liberado	10-25
Capa de gas sin drene gravitacional	15-40
Capa de gas con drene gravitacional	15-80
Entrada de agua	10-60

Alcanzar el máximo factor de recuperación final posible, según el tipo de yacimiento y mecanismo de producción, depende de los lineamientos que cada empresa operadora tenga, ya que ellas determinan el límite técnico-económico después del cual no les resulta rentable o económicamente atractivo continuar con las operaciones. Este límite es conocido como *condiciones de abandono* [5].

Tabla 5.3. Rangos de recuperación en los yacimientos de gas seco (Gallardo, 2013).

Mecanismo de producción	Recuperación final [% G]
Expansión volumétrica del gas	70-90
Entrada de agua	10-60

5.3 Comportamiento primario de los yacimientos

El comportamiento de los mecanismos son de producción clásicos que se analizan en este trabajo son:

- Expansión de la roca y los líquidos del yacimiento
- Expansión del gas disuelto liberado
- Empuje por capa de gas
- Empuje por entrada de agua
- Segregación gravitacional
- Mecanismos combinados

5.3.1 Empuje por expansión del sistema roca-fluidos

Conforme la presión de un yacimiento de aceite saturado disminuye, tanto la roca, el aceite, y el agua connata se expanden de acuerdo a sus valores de compresibilidad. Estas expansiones provocan el desplazamiento los fluidos hacia los pozos [4, 5]. Normalmente los valores de compresibilidad de la roca y los líquidos son muy bajos, es decir, son casi incompresibles, por lo que la presencia de gas libre y/o un acuífero permite despreciar los efectos de estos mecanismos y aumentan la recuperación final en los yacimientos de aceite [3, 4, 5, 7, 11, 17].

5.3.2 Empuje por expansión del gas disuelto liberado

En un yacimiento de aceite saturado, la principal fuente de energía para el desplazamiento de los fluidos es la liberación del gas disuelto en el aceite y su subsecuente expansión conforme la presión se reduce. No obstante, el volumen

desplazado no es siempre igual al incremento experimentado, ya que una parte del gas liberado es producido [4, 5], **Fig. 5.3**.

Es posible identificar a un yacimiento en el cual el gas liberado es el principal mecanismo de producción con base en los siguientes comportamientos [4]:

1. Presión del yacimiento: La presión se reduce rápidamente y de forma continua, pues no hay otro material que reemplace a los fluidos producidos.
2. Producción de agua: Debido a que no hay empuje por agua, los niveles de producción de agua serán muy bajos o nulos, durante toda la vida productora del yacimiento.
3. Relación Gas-Aceite: El valor de RGA se incrementa rápidamente en todos los pozos en un yacimiento de este tipo, incluso a pesar de su posición estructural. Cuando la presión del yacimiento disminuye por el valor de la presión de burbuja, el gas se libera del aceite en todo el yacimiento. Cuando la saturación de gas excede su valor de saturación crítica, un porcentaje del gas libre llega a fluir hacia los pozos, incrementando el valor de RGA; mientras que otro porcentaje comienza un desplazamiento vertical atendiendo a su densidad y a las fuerzas gravitatorias, formando un casquete secundario de gas. La formación del casquete secundario de gas depende de factores como la permeabilidad vertical en el yacimiento y su estructura.

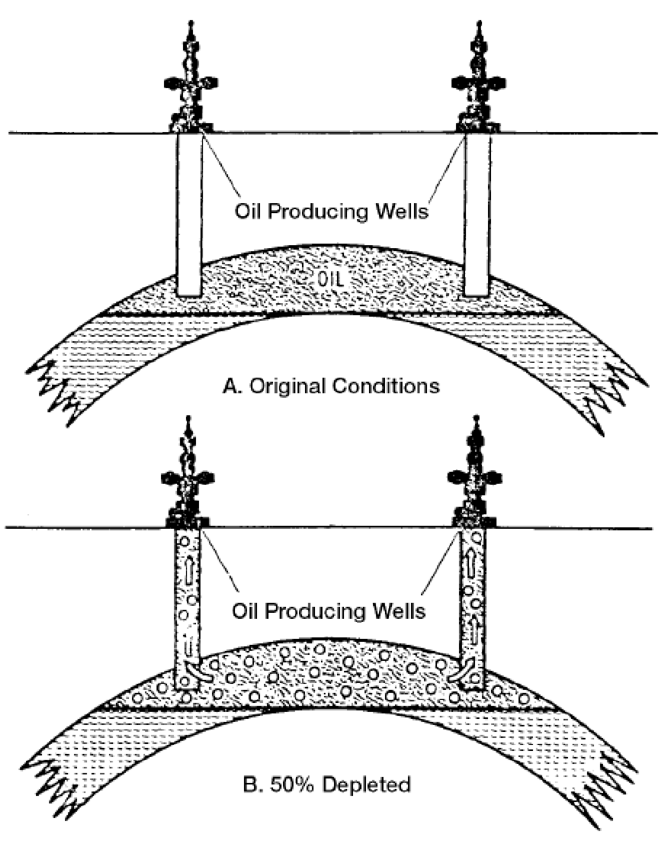


Figura 5.3. Evolución de la expansión del gas disuelto liberado durante la producción (Clark 1969).

4. Factor de recuperación final: La recuperación de hidrocarburos por expansión del gas disuelto liberado es por lo general el método de recuperación menos eficiente, logrando desde menos del 5% u hasta un 30% de recuperación del volumen original, por lo que estos yacimientos son buenos candidatos para procesos de recuperación secundaria.

Tabla 5.4. Características de un yacimiento con expansión de gas disuelto (Tarek 2000).

Característica	Comportamiento
Presión del yacimiento	Declina rápidamente y de forma continua
RGA	Crece a un máximo y declina
Producción de agua	Mínimo o nulo
Comportamiento del pozo	Requiere bombeo en etapas tempranas
Recuperación de aceite	5-30 %

La **Fig. 5.4** muestra la historia de producción típica de estos sistemas.

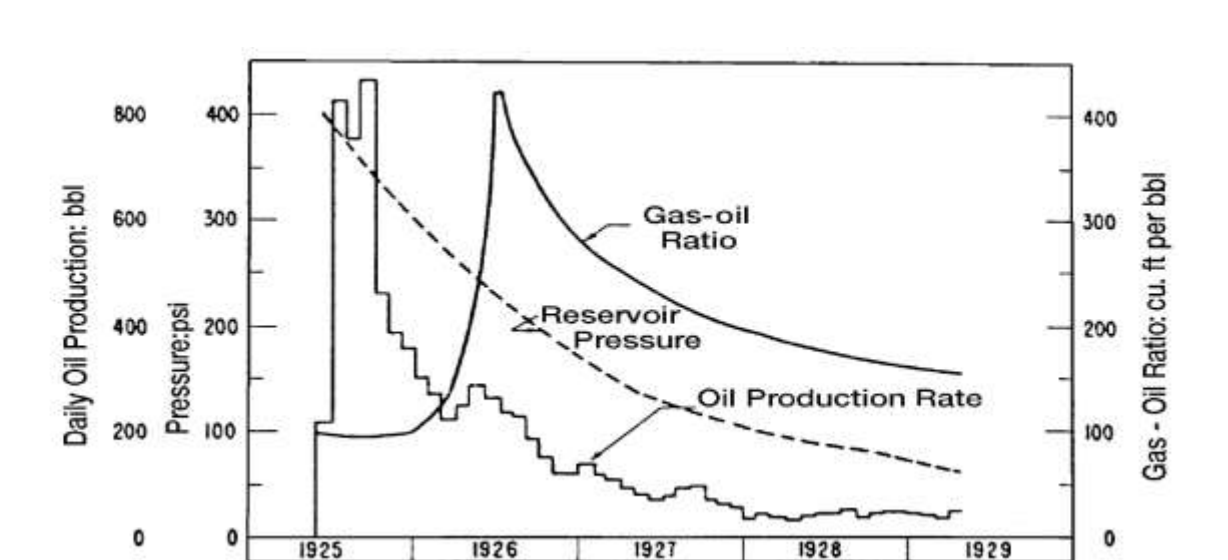


Figura 5.4. Comportamiento de un yacimiento con empuje por gas disuelto (Clark 1969).

5.3.3 Empuje por expansión de la capa de gas

En estos yacimientos, la presión declina lentamente debido a que el gas es altamente compresible [4, 5], y la energía disponible proviene de:

- Expansión de la capa de gas
- Expansión del gas en solución al ser liberado.

Debido a la compresibilidad del gas, un cabio mínimo en la presión, puede generar un cambio significativo en el volumen ocupado por el gas; y cuando hay una permeabilidad adecuada, el gas funciona como un pistón que desplaza el aceite. Por esta razón es de suma importancia la ubicación de los pozos y el nivel de los disparos para aprovechar la energía de la capa de gas [4, 5].

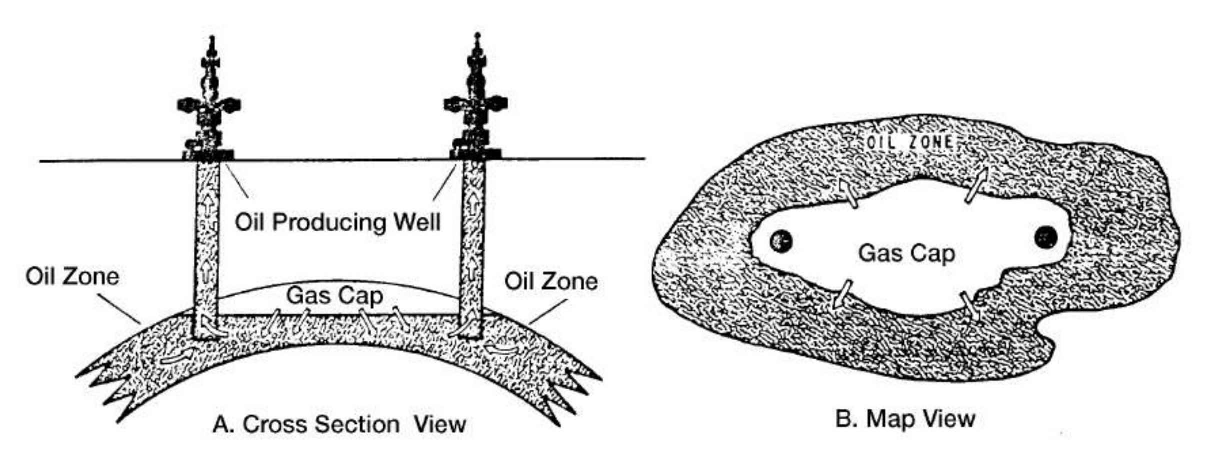


Figura 5.5. Yacimiento con casquete de gas inicial durante su producción visto desde: A) Un plano superior; y B) Una sección transversal (Clark 1969).

Se ha identificado un comportamiento característico de los yacimientos que producen a partir del empuje de un casquete de gas [4, 5]:

- Presión del yacimiento: la presión cae lentamente y de forma continua, manteniéndose a niveles más altos en comparación de un sistema de empuje por gas disuelto liberado únicamente.
- Producción de agua: La producción de agua es nula o despreciable.
- Relación Gas-Aceite: En pozos verticales, conforme la presión disminuye, el casquete de gas se expande y el contacto gas-aceite comienza a estar a mayor profundidad. Cuando la capa de gas alcanza un intervalo productor, el valor de RGA se dispara a valores muy altos. La **Fig. 5.6** muestra el cambio de posición del contacto gas-aceite conforme la presión disminuye.
- Factor de recuperación final: La recuperación de hidrocarburos por expansión de la capa de gas es en realidad un mecanismo de empuje frontal (tipo pistón), el cual arroja factores de recuperación muy por encima de los que obtenemos de un yacimiento con empuje por gas disuelto liberado. Esto es, en parte, debido a que no se genera saturación de gas en el yacimiento durante una parte importante de la producción. El factor de recuperación final es entre 20% y 40%.
- Comportamiento del pozo: Los pozos tienen generalmente una vida de producción mayor a los de un yacimiento con empuje por gas disuelto

liberado, esto debido a que la expansión de la capa de gas genera un mantenimiento de presión.

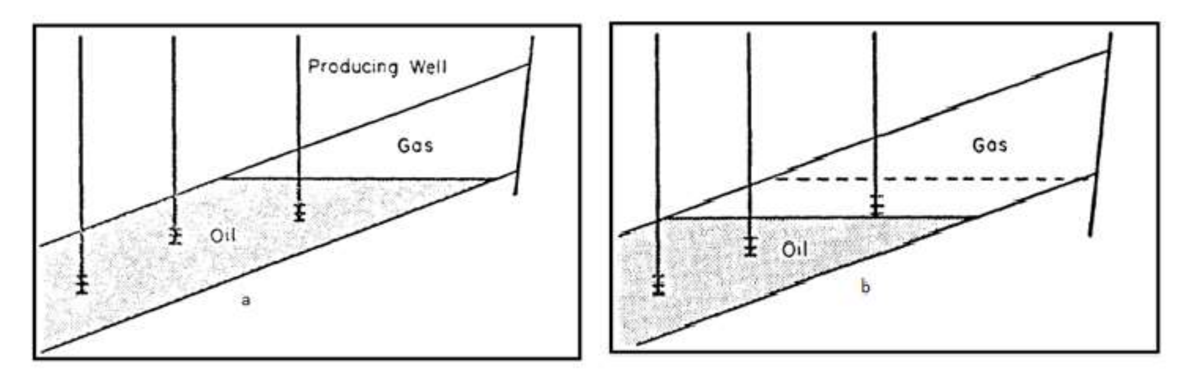


Figura 5.6. Posición del contacto gas aceite a: A) Condiciones iniciales; y B) después de un periodo de producción (Cole, 1969)

El comportamiento de la producción de un yacimiento con empuje por expansión de la capa de gas, es mostrado en la **Fig. 5.7**, y la importancia del tamaño del casquete en la recuperación final de un yacimiento volumétrico se observa en la **Fig. 5.8**.

Para definir la importancia del tamaño del casquete (m) es conveniente definir al volumen adimensional inicial de gas a condiciones del yacimiento como:

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}. \qquad (5.3)$$

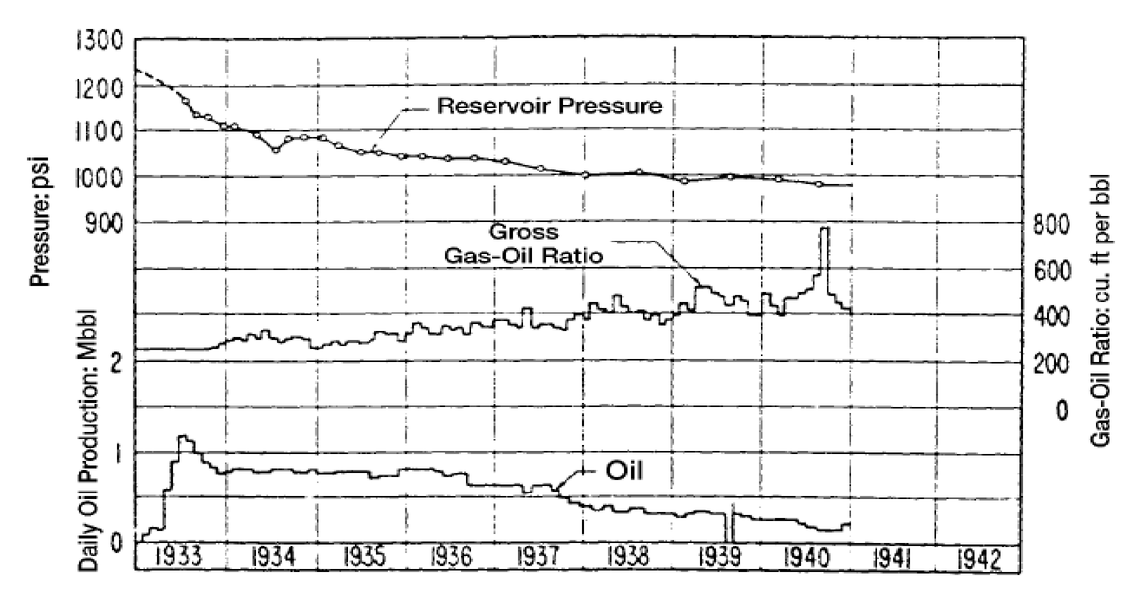


Figura 5.7. Historial de producción de un yacimiento con casquete inicial (Clark, 1969).

Cuando uno de los pozos comienza a producir grandes cantidades de gas, es necesario cerrarlo, ya que de no hacerlo, estaríamos disminuyendo la cantidad del gas en el yacimiento y se resta eficiencia a este mecanismo de producción [4].

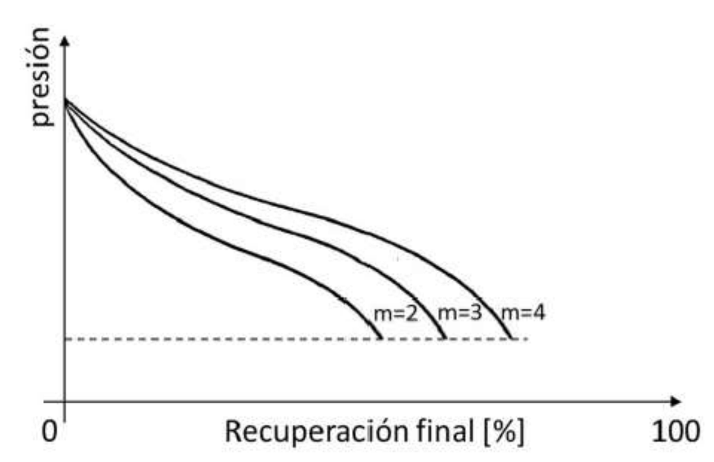


Figura 5.8. Importancia del tamaño de la capa de gas en la recuperación Final de un yacimiento volumétrico (Gallardo, 2013).

Cuando la nucleación de las burbujas formadas en la región de aceite alcance el valor de la saturación crítica, el gas liberado comenzará a fluir y la permeabilidad efectiva al aceite disminuirá y la efectiva al gas aumentará [5]. Por esta razón debe administrarse la producción de los pozos, de tal manera que se

permita al gas migrar hacia la parte superior del yacimiento, donde se encuentra el casquete [4]. De acuerdo a lo anterior, pueden presentarse alguna de los siguientes dos extremos, o algún caso intermedio [5]:

<u>Empuje de una capa de gas que es favorecía por la segregación.</u>

- Existe alta permeabilidad vertical.
- El contacto gas-aceite se desplaza a regiones inferiores del yacimiento.
- El aceite migra a la base del yacimiento y el gas fluye a la cima.
- La recuperación final es sensible al gasto de producción. Gastos bajos favorecen la conservación de la energía del yacimiento y la recuperación aumenta.

<u>Empuje de una capa de gas que no es favorecida por la segregación.</u>

- La permeabilidad vertical es baja.
- El contacto gas-aceite es estático.

5.3.4 Empuje por entrada de agua

Los yacimientos que contienen hidrocarburos pueden estar rodeados de forma parcial o total por rocas cuyo espacio poroso está saturado por agua, conocidas como *acuíferos* [2, 4, 5].

La roca adyacente al yacimiento puede ser tan grande que la relación de tamaños entre la roca y el yacimiento hiciera que la roca saturada por agua se considerara infinita, o en su caso contrario, tan pequeña que se considere despreciable en sus efectos en el comportamiento del yacimiento. También, pudiera ser el caso de que aun cuando el yacimiento estuviera rodeado por un acuífero de un tamaño significativo, existiera una barrera impermeable que a pesar del tamaño, dejara al acuífero fuera de consideraciones respecto al efecto en el yacimiento, como es el caso de los yacimientos *volumétricos* [4]. Existen también yacimientos donde la roca que contiene los hidrocarburos aflora en superficie y

está saturada completamente por agua que ingresa a la roca desde la superficie, excepto en la parte en la que se han alojado los hidrocarburos. En algunos, la entrada de agua es desde la base del yacimiento, mientras en algunos otros es desde los flancos del yacimiento [4]. Lo anterior puede ser observado en la **Fig. 5.9** y **Fig. 5.10** respectivamente.

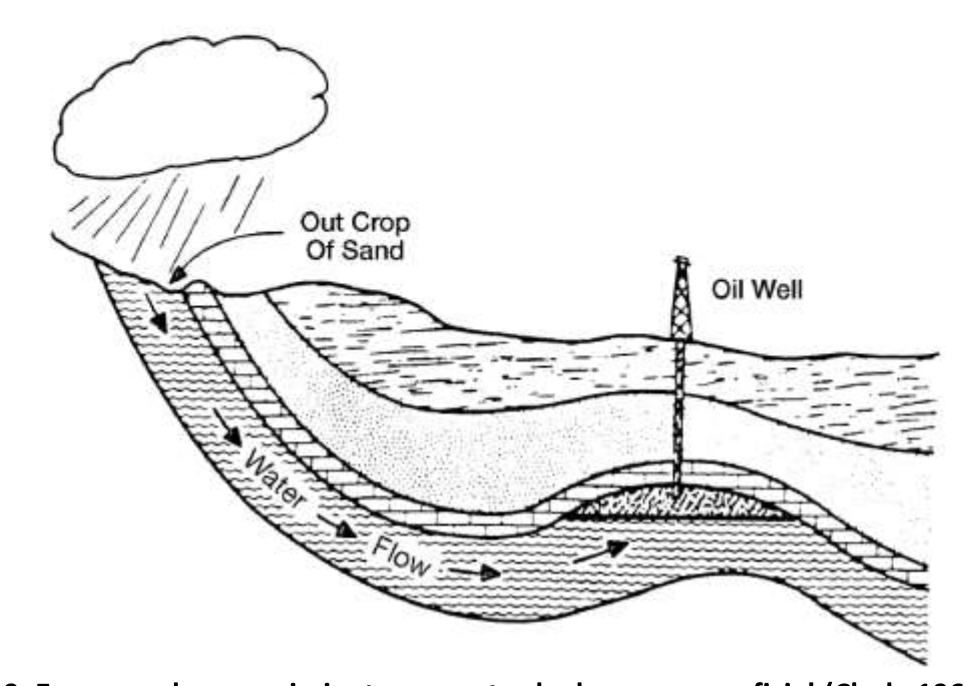


Figura 5.9. Esquema de un yacimiento con entrada de agua superficial (Clark, 1969).

El empuje por entrada de agua consiste en agua que invade un espacio poroso originalmente ocupado por hidrocarburos. El aceite es reemplazado y desplazado hacia los pozos productores [4].

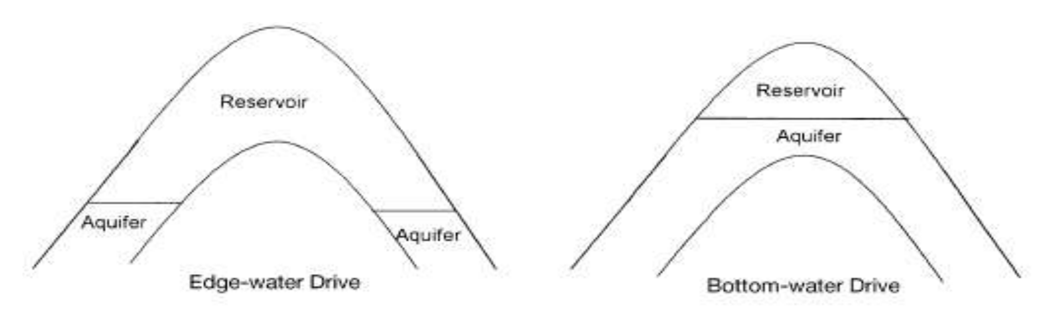


Figura 5.10. Geometría de acuíferos (Clark, 1969).

A continuación mostramos las características mediante las cuales es posible identificar un yacimiento que tiene empuje por entrada de agua [4].

- Presión del yacimiento: La presión disminuye lentamente y de manera gradual, ya que el agua al entrar al yacimiento ayuda a mantener la presión en él. Casi todo el volumen extraído es reemplazado por agua. La **Fig. 5.11** muestra el historial de presión-producción de un yacimiento con entrada de agua.

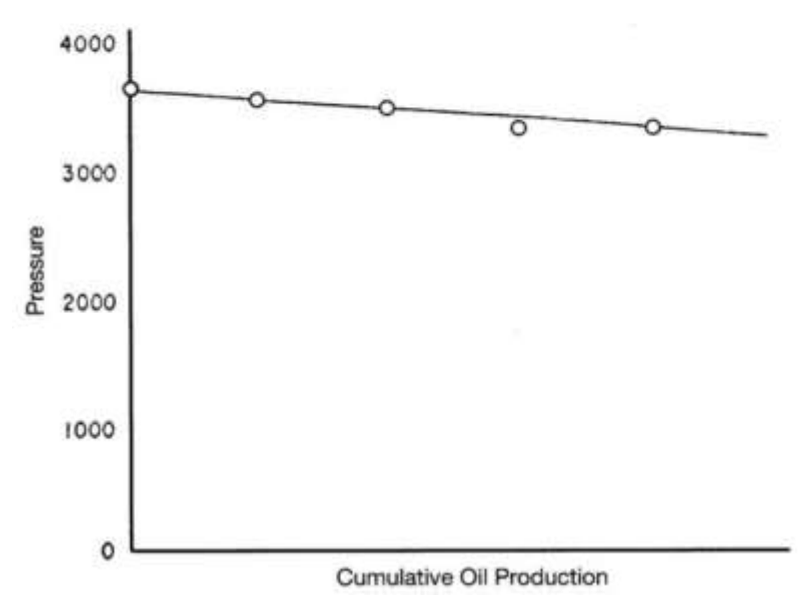


Figura 5.11. Comportamiento Presión-Producción de un yacimiento con empuje por entrada de agua (Tarek, 2001).

Debido a que la entrada de agua genera un considerable mantenimiento de presión, una disminución de 1 psi de presión puede representar una producción de varios miles de barriles, dependiendo del tamaño del acuífero y la afectación que ejerza en el yacimiento. El reemplazo del volumen desalojado es factor de importancia para mantener la presión del yacimiento, sin embargo, sólo un número determinado de barriles de agua podrán migrar del acuífero al yacimiento, por lo que es importante minimizar la producción de gas y agua, buscando que el único volumen desalojado sea el del aceite, por ser el que genera mayor valor a las operaciones. Si un pozo tiene una producción alta de gas o agua, es incluso más

conveniente cerrarlo, para evitar que la energía natural del yacimiento se vea afectada.

- Producción de agua: En un yacimiento con empuje por entrada de agua, el contacto agua-aceite tiende a avanzar en dirección vertical ascendente debido a la invasión del acuífero al yacimiento, por lo que un pozo que quede demasiado cercano al contacto agua-aceite pudiera tener una producción de agua muy grande, en etapas tempranas de explotación. Esto puede suceder también si un pozo fue perforado en una zona con mayor permeabilidad, a la cual el agua migra de manera más fácil; si es el caso, se pueden realizar operaciones mediante las cuales se disminuya la permeabilidad de la zona y por ende, la producción de agua; por otro lado, considerando que el aceite que se deja de producir de un pozo que quedó muy bajo o en una zona no conveniente, se producirá en pozos superiores debido al empuje y avance que la invasión de agua representa, por lo que quizá sea más conveniente el cierre de los pozos con un corte de agua alto.
- Relación Gas-Aceite: No hay grandes cambios en los valores de RGA durante la vida del yacimiento, especialmente si no hay casquete de gas inicial en el yacimiento. El avance y empuje del agua mantendrán los niveles de presión en el yacimiento y en términos relativos, poco gas será liberado del aceite.
- Factor de recuperación final: El factor de recuperación final para yacimientos con empuje por entrada de agua es mucho mayor que para cualquier otro mecanismo de producción, sin embargo, a mayor heterogeneidad en las propiedades del yacimiento, menor será la recuperación, ya que zonas de mayor permeabilidad producen que el avance de agua tenga preferencia de flujo y el avance deja de ser uniforme. Lo anterior resulta en tener pozos con altos cortes de agua en etapas tempranas de producción, generando que se alcancen los límites económicos en tiempos menores.

  El factor de recuperación final también depende del nivel de afectación que el acuífero tenga sobre el mantenimiento de la presión del yacimiento, en

un yacimiento con un acuífero asociado muy activo, la recuperación debido a la liberación del gas en solución y su consecuente expansión, es prácticamente nula. El rango final de recuperación varía de un 35% a un 70%.

La **Fig. 5.12** muestra el comportamiento de un yacimiento con empuje por entrada de agua.

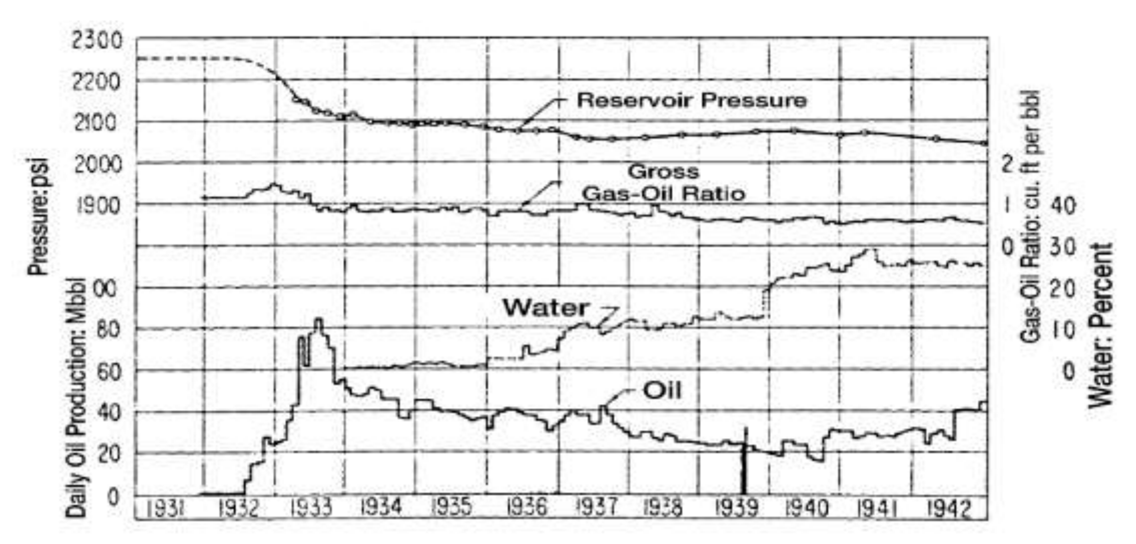


Figura 5.12. Historial de producción de un yacimiento con entrada de agua (Clark, 1969).

5.3.5 Efectos de segregación gravitacional

Es el resultado de las diferencias en densidades de los fluidos que existen en un yacimiento de hidrocarburos. Cuando la gravedad actúa en los fluidos, el de mayor densidad estará en la base, mientras que el de menor densidad quedará en la parte superior del yacimiento, **Fig. 5.13**.

La segregación gravitacional existe en todos los yacimientos, sin embargo, no en todos tiene una participación importante en la producción. Se han identificado los siguientes puntos en los yacimientos en los que la producción de hidrocarburos es afectada por la segregación gravitacional [4]:

- Presión del yacimiento: La presión declina de forma variable, dependiendo principalmente de la cantidad inicial de gas libre y su conservación; al

conservar el gas, se mantiene la presión y el yacimiento produce bajo un efecto combinado de expansión del casquete de gas y segregación gravitacional, generando una disminución lenta de la presión del yacimiento. Cuando la producción se debe únicamente a la segregación gravitacional, la declinación dela presión serpa rápida.

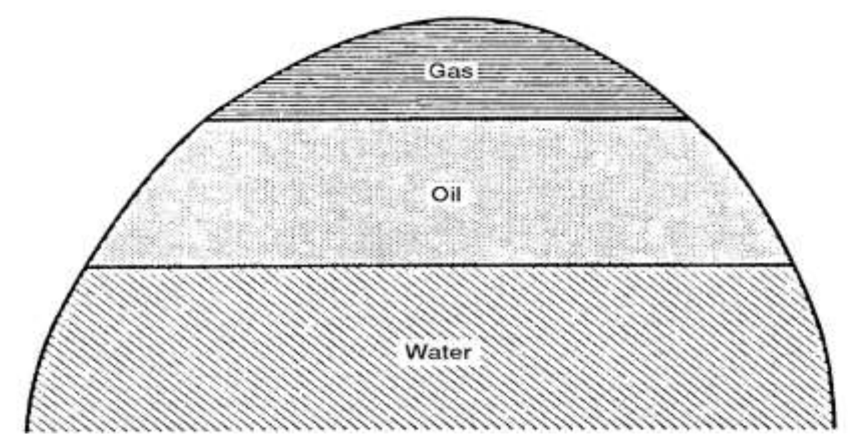


Figura 5.13. Distribución inicial de los fluidos en un yacimiento de aceite saturado (Tarek, 2001).

- Relación Gas-Aceite: el valor RGA de penderá de la profundidad de los pozos. Un pozo que se encuentre dentro del intervalo de aceite pero a la mayor profundidad posible, tendrá un valor de RGA relativamente bajo, debido a la misma segregación de los fluidos. Por otro lado, los pozos que se encuentren relativamente a mayor altura, tendrán alores altos, esto debido al gas disuelto que se libera y migra hacia la cima del yacimiento.
- Casquete de gas secundario: Se formará un casquete de gas en yacimientos que inicialmente eran bajo saturados. La producción por segregación gravitacional en un yacimiento bajo saturado no puede darse sino hasta que se ha alcanzado la presión de burbuja, ya que antes de este valor, no hay gas libre en el yacimiento.
- Producción de agua: Valores muy pequeños o nulos. La producción de agua es indicio de un empuje por entrada de agua.

- Factor de recuperación final: El factor de recuperación final varía mucho, según lo favorable de la segregación gravitacional en cada yacimiento. Existen casos en los que se ha reportado un factor de recuperación de más del 80% del aceite en sitio inicial. En otros yacimientos, donde el empuje por expansión del gas disuelto liberado juega también un papel importante en el proceso de recuperación, el factor de recuperación final será menor.

Al operar un yacimiento con drene gravitacional, se debe mantener las vecindades del pozo con la mayor saturación posible de aceite, ya que una alta saturación de aceite implica una mayor tasa de flujo aceite y una menor de gas. Para ello debe asegurarse que el gas liberado migre hacia la parte superior del yacimiento en lugar de hacia el pozo [4, 5]. Adicionalmente, para maximizar el beneficio de la segregación gravitacional, los pozos deben ubicarse lo más bajo posible de la estructura para conservar el gas del yacimiento [4, 5], **Fig. 5.14**.

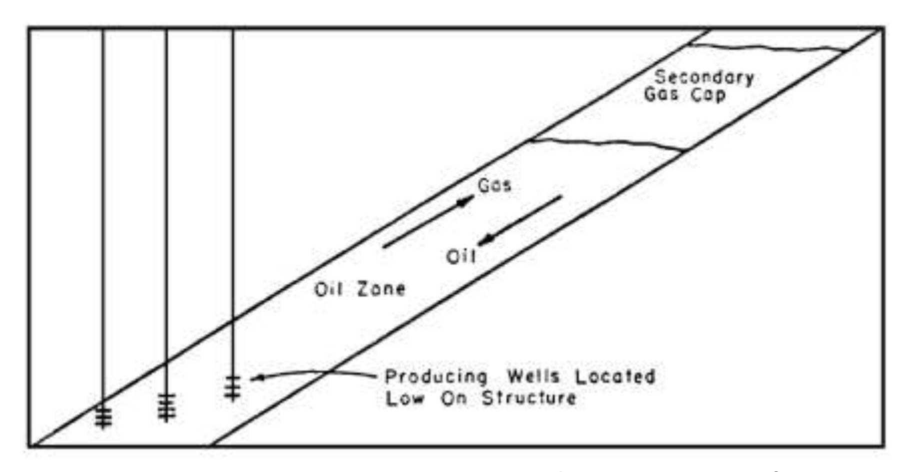


Figura 5.14. Yacimiento con empuje por segregación gravitacional (Cole, 1969).

5.3.6 Efectos combinados de los empujes

La **Fig. 5.15** muestra el comportamiento de un yacimiento que por un empuje de esta naturaleza. Los siguientes factores pueden ayudar a reconocer un yacimiento que tiene efectos de empujes combinados [4, 5]:

- Declinación de presión relativamente rápida: La entrada de agua y la expansión del gas son generalmente insuficientes para mantener los niveles de presión ene l yacimiento.
- Lenta invasión de acuífero en la parte baja de yacimiento: Los pozos que se encuentres ubicados en la parte baja del yacimiento tendrán un lento incremento en su corte de agua.
- Cuando existe una capa de gas inicial, los pozos que estén ubicados en la parte superior del yacimiento mostrarán un continuo incremento de su RGA, ya que el casquete de gas se estará expandiendo. Es evidente que si se produce una cantidad importante del gas libre del yacimiento, eventualmente el casquete de gas disminuirá en su volumen, y los pozos en la parte alta del yacimiento disminuirán sus valores de RGA, reduciendo el volumen de aceite que podrá ser producido a partir de dicho yacimiento, por lo que siempre se deberá evitar producir el gas del yacimiento en grandes cantidades.
- Un importante porcentaje de la recuperación final de los hidrocarburos puede ser producto del empuje por gas disuelto liberado. Los pozos que se encuentren ubicados en la parte baja del yacimiento tendrán cada vez valores mayores de RGA, debido a que la disminución de la presión generará la liberación de una mayor cantidad de gas en todo el yacimiento.
- El factor de recuperación final de un yacimiento come puje combinado es generalmente mayor que cuando el yacimiento únicamente produce mediante el empuje por gas disuelto liberado, pero menor que cuando el empuje es por entrada de agua o por expansión del casquete de gas. El factor de recuperación final dependerá del grado en el que pueda reducirse la producción por la expansión del gas disuelto liberado. En la mayoría de los yacimientos con empuje combinado, es factible implementar algún tipo de sistema de mantenimiento de presión, como la inyección de gas, de agua o incluso de ambos fluidos, dependiendo de su disponibilidad.

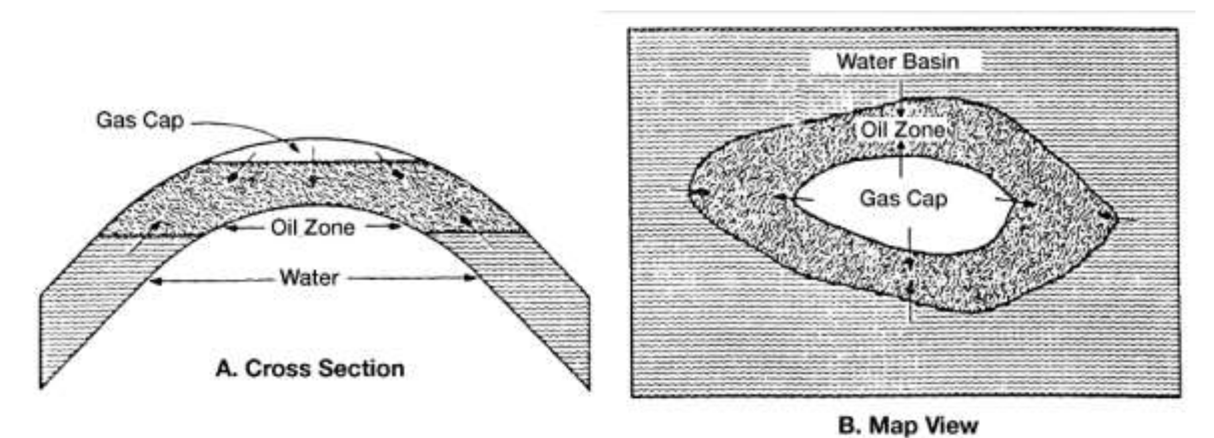


Figura 5.15. Yacimiento con empuje combinado con A) Visto en su sección transversal; y B) visto de forma horizontal desde un plano superior (Clark, 1969).

Capítulo 6

Balance de materia

El modelo de la Ecuación de Balance de Materia (EBM) asume que el yacimiento se comporta como un tanque cuyos volúmenes de materiales es afectado por la caída de presión debida a la producción, por lo que puede establecerse que [3, 5, 8, 10, 13]:

$$expansion = producción.$$

La aplicación de este modelo requiere de información confiable sobre la producción de fluidos, la variación de presión en el yacimiento, datos de laboratorio sobre las propiedades de los fluidos representativos del yacimiento, así como del medio poroso [3, 5, 6, 8, 10, 11, 12, 13, 14, 17].

6.1 Términos utilizados en la ecuación de balance de materia

Volumen de aceite original, @ condiciones de yacimiento: $NB_{oi} = NB_{ti}$,

Gas disuelto en el aceite original @ condiciones estándar: NR_{si},

Gas libre inicial, @ condiciones de yacimiento: $GB_{gi} = mNB_{oi} = mNB_{ti}$,

La producción acumulada de gas @ condiciones estándar: $G_p = N_pR_p$,

La entrada de agua neta al yacimiento, @ condiciones de yacimiento: $W_e - W_pB_w$,

Aceite remanente del yacimiento, @ condiciones de yacimiento: $(N - N_p)B_o$,

El gas disuelto en el aceite residual @ condiciones estándar: $(N - N_p)R_s$,

Gas remanente en el yacimiento @ condiciones de yacimiento$(G - G_p)B_g$.

6.2 EBM para yacimientos volumétricos de gas

Tomando como base el principio de balance de materia, donde el volumen de gas original (GB_{gi}) a condiciones de yacimiento es igual al volumen contenido en el yacimiento después de la explotación ($GB_g - G_pB_g$), para un sistema volumétrico de gas seco se tiene:

$$GB_{gi} = GB_g - G_pB_g, \tag{6.1}$$

que puede reescribirse como:

$$G_PB_g = G\left(B_g - B_{gi}\right). \tag{6.2}$$

La Ec. 6.2 es conveniente, pues tiene la forma de una línea recta de pendiente G, donde la producción depende de la expansión. Otra forma conveniente de expresar a la EBM para estos sistemas es:

$$\frac{B_{gi}}{B_g} = 1 - \frac{G_p}{G}, \tag{6.3}$$

y al incluir la ley de los gases reales del factor de compresibilidad Z, se llega a:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i}\left(1 - \frac{G_p}{G}\right), \tag{6.4}$$

El comportamiento del gráfico especializado p/Z se muestra en la **Fig. 6.2**, donde cuando se haya abatido la presión del yacimiento a un nivel de cero unidades, el volumen producido será igual al volumen total inicial.

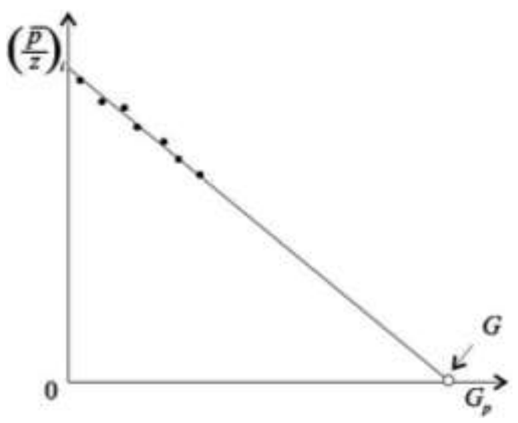


Figura 6.2 Gráfico p/Z contra producción acumulada de gas (Zolotukhin 1997)

6.3 EBM para yacimientos de gas con entrada de agua

En este caso la EBM resultante es:

$$G_P B_g = G\left(B_g - B_{gi}\right) + W_e - W_p B_w, \quad (6.5)$$

donde W_e es la entrada y W_p el volumen producido acumulado de agua. En el gráfico p/Z, estos sistemas muestran una desviación del comportamiento lineal [3, 5, 7, 8, 11].

6.4 EBM para yacimientos volumétricos de aceite bajo-saturado

La EBM para yacimientos de aceite bajo-saturado es:

$$N_p B_o = N B_{oi} \Delta p C_e, \quad (6.5)$$

donde C_e es la compresibilidad efectiva del sistema, que se define como [5]:

$$C_e = \frac{C_o(1 - S_w) + C_w S_w + C_f}{1 - S_w}. \quad (6.6)$$

Cuando las compresibilidades del agua y de la formación pueden despreciarse se llega a [5, 8]:

$$N_P B_o = N(B_o - B_{oi}). \quad (6.7)$$

Esta forma de la EBM es útil porque permite definir una línea recta de pendiente N que depende de la expansión de los fluidos [5, 7, 11]. Otra forma útil de la EBM para estos sistemas se obtiene al dividir por B_o:

$$N_P = N \frac{(B_o - B_{oi})}{B_o}. \quad (6.8)$$

6.5 EBM para yacimientos de aceite bajo-saturado con entrada de agua

La EBM para sistemas de aceite bajo-saturado con presencia de un acuífero activo resulta [5, 7, 8, 11]:

$$N_p B_o + W_e B_w = N B_{oi} \Delta p C_e + W_e, \quad (6.9)$$

donde C_e es la compresibilidad efectiva (Ec. 6.6). El término W_e requiere el uso de modelos de flujo que deben acoplarse a la ecuación [5, 14].

6.6 EBM para yacimientos de aceite saturado

En un yacimiento saturado la EBM resultante es:

$$N_p\left[B_t + \left(R_p - R_{si}\right)B_g\right] = N(B_o - B_{oi}) + N(R_{si} - R_s)B_g + mNB_{oi}\left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) + (1+m)NB_{oi}\left(c_w S_w + c_f\right)\frac{\Delta p}{1 - S_w} + (W_e - W_p)B_w, \quad (6.10)$$

donde R_p es la relación gas-aceite acumulada y $B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g$. Para linealizar esta expresión se utilizará la siguiente nomenclatura [3, 5, 7]:

Expansión de los hidrocarburos.

Los términos para referir a la expansión de los hidrocarburos son:

$$E_o = \text{Expansión del aceite y gas disuelto} = B_t - B_{ti}, \quad (6.11)$$

$$E_g = Expansión\ del\ gas = \frac{B_{ti}}{B_{gi}}\left(B_g - B_{gi}\right). \quad (6.12)$$

Expansión del sistema roca-fluidos.

La expansión del agua intrínseca y la compactación del volumen poroso se expresa como:

$$E_{fw} = \text{Expansión del sistema roca} - \text{fluidos} = B_{ti}\left(\frac{c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}}\right)\Delta\bar{p}. \quad (6.13)$$

Entrada de agua.

La entrada de agua al yacimiento está dada por el término W_e, cuyo comportamiento puede predecirse mediante diversos modelos, según el acuífero.

Producción de Fluidos.

La producción de fluidos se define como:

$$F = \text{Producción de fluidos} = N_p\left[B_o + \left(R_p - R_s\right)B_g\right] + W_pB_w. \qquad (6.14)$$

De esta manera, la formulación general de la EBM se reescribe como:

$$F = N\left[E_o + E_g + (1+m)E_{fw}\right] + W_e. \qquad (6.15)$$

Ejercicios propuestos para el capítulo 6 con solución.

1. Un yacimiento de aceite bajo saturado es producido hasta alcanzar la presión de burbuja. ¿Cuál es el factor de recuperación en este punto considerando los parámetros proporcionados?

$C_w = 3 \cdot 10^{-6}\ psi^{-1}$

$C_p = 8.6 \cdot 10^{-6}\ psi^{-1}$

$S_w = 0.2$

$p_i = 4000\ psi$

$p_b = 3300\ psi$

$B_{oi} = 1.2417\ RB/STB$

$B_{ob} = 1.2511\ RB/STB$

Solución:

De acuerdo a su definición, el factor de recuperación lo podemos calcular de la siguiente manera:

$$F_r = \frac{N_p}{N}$$

Podemos utilizar la siguiente ecuación que involucra a N_p y a N:

$$N_p B_o = N B_{oi} \frac{c_t}{1 - S_w} \Delta p$$

Podemos reagrupar términos de la siguiente manera:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{B_{oi}}{B_o} \frac{c_t \Delta p}{(1 - S_w)}$$

donde

$c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_p$

$c_o = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi} \Delta p}$

Al combinar las ecuaciones anteriores y sustituir los valores proporcionados:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{B_{oi}}{B_o}\left[\frac{\left(\frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi}\Delta p}\right)S_o + c_w S_w + c_p}{1 - S_w}\right]\Delta p$$

$$\frac{N_p}{N} = 0.01516049$$

Por lo que hasta el punto de burbuja, se ha producido 1.5 % del volumen original de aceite.

2. Usando el mismo ejemplo del ejercicio 1, podemos ahora calcular el factor de recuperación del aceite cuando la presión ha declinado hasta 900 psi. Considerar los siguientes factores:

$R_{si}(4000\ psi) = 510\ SCF/STB$ $\qquad$ $B_g(900\ psi) = 0.00339\ RB/SCF$

$R_s(900\ psi) = 122SCF/STB$ $\qquad$ $B_o(900\ psi) = 1.0940\ RB/STB$

Solución:

Debido a que $c_g \cong 300 \cdot 10^{-6}\ psi^{-1}$, valor que representa 15 veces la compresibilidad total del sistema a presiones mayores que la presión de burbuja, consideraremos despreciable la expansión debido a la compresibilidad del agua y de la roca, por lo que la ecuación que utilizaremos para este problema es la siguiente:

$$N_p\left[B_o + (R - R_s)B_g\right] = NB_{oi}\left[\frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g}{B_{oi}}\right]$$

Para calcular el factor de recuperación, escribimos la ecuación de la siguiente manera:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{\left[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g\right]}{\left[B_o + (R - R_s)B_g\right]}$$

Debido a que no hay datos sobre la relación Gas-Aceite, R, es conveniente expresar la ecuación anterior de la siguiente manera:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{\left[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g\right]{B_g}^{-1}}{\left[\frac{B_o}{B_g} + (R - R_s)\right]}$$

Al sustituir los valores proporcionados, la ecuación queda de la siguiente manera:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{344.4}{R + 200.7}$$

Para poder obtener el factor de recuperación debido a la expansión del gas disuelto liberado, es necesario contar con el valor R, que es un dato de producción. Sin embargo, podemos deducir que entre menor sea la producción de gas, mayor será el factor de recuperación del aceite.

3. Considere un yacimiento con casquete de gas inicial, sin entrada de agua ni producción de agua. Encuentre el volumen original de aceite, así como el volumen del casquete inicial de gas. Considere la información presentada en la tabla.

P $[psia]$	$F/E_o \cdot 10^6[STB]$	E_g/E_o
3150	398.8	4.94
3000	371.8	4.51
2850	368.5	4.29
2700	355.7	4.25
2550	340.6	3.99
2400	340.7	3.93

Solución:

Debido a que no hay entrada ni producción de agua, y que se desprecia la expansión por compresibilidad de la roca y del agua, ya que el mecanismo de empuje principal es por expansión del gas libre y gas disuelto liberado, podemos utilizar la siguiente ecuación para resolver el problema:

$$N_p\left[B_o + (R - R_s)B_g\right] = NB_{oi}\left[\frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g}{B_{oi}} + m\left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right)\right]$$

Y en su forma lineal:

$$F = N(E_o + mE_g)$$

Dividiendo todos los términos por E_o:

$$\frac{F}{E_o} = N + mN\frac{E_g}{E_o}$$

La ecuación anterior es de la forma $y = mx + b$, donde:

$$m = mN$$

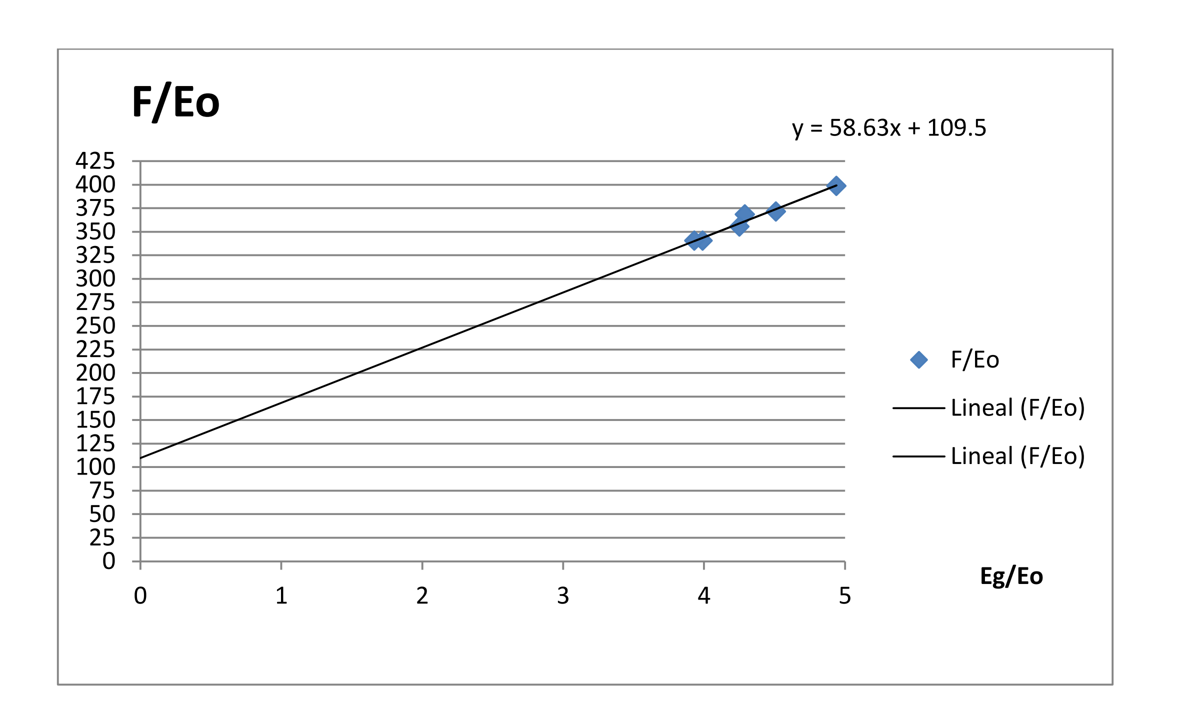
$$b = N$$

$$x = \frac{E_g}{E_o}$$

$$y = \frac{F}{E_o}$$

Al graficar los valores proporcionados, podemos encontrar una tendencia o comportamiento característico de los datos, el cual puede ser ajustado mediante una regresión lineal, con lo cual podemos obtener la pendiente y de esta manera, el volumen original de aceite y el volumen del casquete de gas.

Podemos graficar los valores y establecer una línea de tendencia y extrapolarla hasta el eje ordenado, incluyendo la ecuación de la línea de tendencia:



La ecuación de la línea de tendencia es:

$y = 58.63x + 109.5$

Al sustituir por los valores establecidos:

$$\frac{F}{E_o} = N + mN\frac{E_g}{E_o}$$

Por lo que:

$N = 109.5 \times 10^6 STB$

$mN = 58.63$

$m = .535$

Con el valor de m, es posible conocer el volumen del casquete de gas, al multiplicar dicho valor con el volumen original de aceite, medido a condiciones de yacimiento:

$GB_{gi} = mNB_{oi}$

4. En un esfuerzo por mantener la presión, se pretende inyectar agua al yacimiento. determine qué proporción debe existir entre la producción del yacimiento y el gasto de inyección de agua. Considere los siguientes factores:

$$N_p = 10000\ STB$$

$$B_o = 1.2002\ \ RB/STB$$

$$B_g = 0.00107\ RB/SCF$$

$$R = 3000\ SCF/STB$$

$$R_s = 401\ SCF/STB$$

Solución:

Para mantener la presión debemos reemplazar el volumen extraído, por lo que podemos representar el problema mediante la siguiente ecuación:

$$N_p\left[B_o + (R - R_s)B_g\right] + W_pB_w = W_iB_w$$

Podemos asumir el agua como un fluido incompresible sin afectar significativamente los resultados. Al sustituir los valores proporcionados (no hay producción de agua), tenemos:

$$W_iB_w = 10000[1.2002 + (3000 - 401)(0.00107)]$$

$$B_w = 1$$

$$W_i = 39811.3\ \ BBl$$

5. La información de la tabla siguiente es utilizada en cálculos de balance de materia.

p $[psia]$	B_o	R_s	B_g
4000	1.2417	510	-
3500	1.2480	510	-
3330	1.2511	510	0.00087
3000	1.2222	450	0.00096
2700	1.2022	401	0.00107
2400	1.1822	352	0.00119
2100	1.1633	304	0.00137
1800	1.1450	257	0.00161
1500	1.1115	214	0.00196
1200	1.0940	167	0.00249
900	1.0940	122	0.00339
600	1.0763	78	0.00519
300	1.0583	35	0.01066

a) Encuentre el factor de recuperación N_p/N cuando la presión cae de $p_i = 4000\ psia$ a la presión de burbuja.
Considere la siguiente información:

$C_w = 3 \cdot 10^{-6}\ psi^{-1}$

$C_p = 8.6 \cdot 10^{-6}\ psi^{-1}$

$S_w = 0.2$

Solución:

De acuerdo a su definición, el factor de recuperación lo podemos calcular de la siguiente manera (como en el problema uno):

$$F_r = \frac{N_p}{N} = \frac{B_{oi}}{B_o}\left[\frac{\left(\frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi}\Delta p}\right)S_o + c_w S_w + c_p}{1 - S_w}\right]\Delta p$$

$$\frac{N_p}{N} = 0.01516049$$

El factor de recuperación hasta el punto de burbuja es 1.516 %.

b) Encuentre el factor de recuperación N_p/N cuando la presión cae de $p_i = 4000\,psia$ a $p = 600\,psia$. Encuentre también la saturación de gas a esa presión, cuando $R = 740\,SCF/STB$.

Solución:

Debido a que $c_g \cong 300 \cdot 10^{-6}\,psi^{-1}$, valor que representa 15 veces la compresibilidad total del sistema a presiones mayores que la presión de burbuja, consideraremos despreciable la expansión debido a la compresibilidad del agua y de la roca, por lo que la ecuación que utilizaremos para este problema es la siguiente:

$$N_p\left[B_o + (R - R_s)B_g\right] = NB_{oi}\left[\frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g}{B_{oi}}\right]$$

Por lo que el factor de recuperación es;

$$\frac{N_p}{N} = \frac{\left[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g\right]}{\left[B_o + (R - R_s)B_g\right]} = \frac{[(1.0763 - 1.2417) + (510 - 78)(0.00519)]}{[1.0763 + (740 - 78)(0.00519)]}$$

$$\frac{N_p}{N} = 0.46$$

Se ha recuperado el 46% del volumen original de hidrocarburos.

Para calcular la saturación de gas que existe en el yacimiento sin producción de agua, y despreciando la expansión del agua y roca bajo la lógica ya abordada en este problema, consideramos el volumen que el aceite ha dejado de ocupar. Originalmente, el aceite ocupaba el 80% del volumen poroso, y al llegar a 600 psi, se ha extraído el 46% del aceite original, por lo que sólo queda el 54% del aceite.

$$V_{o@4000\,psia} = 0.8\,V_p$$
$$V_{o@600\,psia} = 0.54(0.8\,V_p)$$
$$V_{o@600\,psia} = 0.432V_p$$

Considerando el volumen de agua en el yacimiento, $V_w = 0.2V_p$, la saturación de gas se podrá aproximar mediante los siguientes cálculos:

$$S_{g@600psia} = \frac{V_p - 0.2V_p - 0.432V_p}{V_p}$$

6. Con base en la siguiente información:

$\phi = 22\%$

$S_{wi} = 23\%$

$B_{gi} = 0.00533\,ft^3/SCF$

$p_i = 3250\,psia$

$B_{g@p=2500psia} = 0.00667\,ft^3/SCF$

$B_{g@p=500psia} = 0.03623\,ft^3/SCF$

$A = 160\,acres$

$h = 40\,pies$

$S_{g(después\ de\ entrada\ de\ agua)} = 34\%$

Calcule:

a) La reserva inicial de gas, considerando un yacimiento volumétrico:

Solución:

Realizamos la conversión de $acres$ a $pies\ cuadrados$ y con ello calculamos el volumen poroso, V_p.

$$A = 160\ acres \left(\frac{43560\ ft^2}{1\ acre} \right) = 9{,}969{,}600\ ft^2$$

V_p =$(9969600\ ft^2)(40ft)(0.22) = 61{,}332{,}480\ ft^3$

Calculamos el volumen original de gas a condiciones de yacimiento, GB_{gi}:

$$GB_{gi} = V_p S_{gi}$$

$$GB_{gi} = (61{,}332{,}480\ ft^3)(1 - .23) = 47{,}226{,}009.6\ \ ft^3$$

Para conocer el volumen original de gas a condiciones de superficie, debemos dividir el volumen a condiciones de yacimiento, entre el factor de volumen del gas:

$$G = \frac{GB_{gi}}{B_{gi}} = \frac{47{,}226{,}009.6\ \ ft^3}{0.00533\, \frac{ft^3}{SCF}}$$

$$G = 8{,}860{,}414{,}559\ SCF$$

b) El volumen remanente de gas cuando la presión ha disminuido a 2500 $psia$, medido a condiciones de superficie y considerando un yacimiento volumétrico:

Solución:

Debido a que el volumen que ocupa el gas en el yacimiento no cambia, al ser un yacimiento volumétrico, el volumen de gas remanente medido a condiciones de superficie, se obtiene dela misma manera que la reserva original, sin embargo, debe utilizarse el factor de volumen, B_g, correspondiente a la presión indicada:

$$G_2 = \frac{V_p S_g}{B_{g@p=2500psia}}$$

$$G_2 = \frac{(61{,}332{,}480\ ft^3)(1 - .23)}{0.00667\, \frac{ft^3}{SCF}} = 7{,}080{,}361{,}259\ SCF$$

c) El volumen remanente de gas cuando la presión ha disminuido a 500 $psia$, medido a condiciones de superficie y considerando un yacimiento volumétrico:

Solución:

Al igual que en el inciso anterior, la reserva remanente cuando $p = 500\ psia$, se calcula de la siguiente manera:

$$G_3 = \frac{V_p S_g}{B_{g@p=500psia}}$$

$$G_3 = \frac{(61{,}332{,}480\ ft^3)(1 - .23)}{0.03623\,\frac{ft^3}{SCF}} = 1{,}303{,}505{,}647\ \ SCF$$

d) El volumen remanente de gas cuando $p = 3250psia$, medido a condiciones de superficie y considerando entrada de agua (total):

Solución:

Cuando hay entrada de agua, el volumen poroso ocupado por el gas disminuye, es decir, la saturación de agua aumenta mientras que la de gas se reduce, es por eso que debemos utilizar el valor de saturación de gas que hay después de la invasión de agua. De este modo, y considerando que la presión indicada es la presión inicial, el volumen de gas remanente se calcula de la siguiente manera:

$$G_4 = \frac{V_p S_{g(después\ de\ entrada\ de\ agua)}}{B_{gi}}$$

$$G_4 = \frac{(61{,}332{,}480\ ft^3)(0.34)}{0.00533} = 3{,}912{,}390{,}844\ SCF$$

e) El volumen remanente de gas cuando $p = 2500 psia$, medido a condiciones de superficie y considerando entrada de agua (parcial):

Solución:

Al igual que el inciso anterior, debemos considerar a saturación de gas después de la invasión de agua. El volumen remanente se calcula de la siguiente manera:

$$G_5 = \frac{V_p S_{g(después\ de\ entrada\ de\ agua)}}{B_{g@p=2500psia}}$$

$$G_5 = \frac{(61{,}332{,}480\ ft^3)(0.34)}{0.00667} = 312{,}6393{,}283\ SCF$$

f) Reserva inicial calculada hasta $p = 500\ psia$, y cuando el mecanismo de empuje es únicamente la expansión del gas:

Solución:

Este cálculo resulta muy sencillo con la información obtenida en los incisos anteriores. El volumen de gas que es considerado reserva es igual al volumen de gas inicial, menos el volumen de gas remanente cuando la presión es igual a 500 $psia$, es decir:

$$G - G_3 = 8{,}860{,}414{,}559\ SCF - 1{,}303{,}505{,}647\ \ SCF$$

$$G - G_3 = 7{,}556{,}908{,}912\ SCF$$

g) Reserva inicial calculada en $p = 3250\ psia$, y cuando el mecanismo de empuje es la entrada de agua al yacimiento:

Solución:

El volumen de gas que se puede obtener por entrada de agua y sin que la presión disminuya es igual al volumen de gas original, menos el volumen de gas remanente cuando el agua ha invadido al yacimiento y ha disminuido la saturación de gas, es decir:

$$G - G_4 = 8{,}860{,}414{,}559\ SCF - 3{,}912{,}390{,}844\ SCF$$

$$G - G_4 = 4{,}948{,}023{,}715\ SCF$$

h) Reserva inicial calculada hasta $p = 2500\ psia$, y cuando el mecanismo de empuje es la entrada de agua al yacimiento:

Solución:

El volumen de gas que se puede obtener por entrada de agua y sin que la presión disminuya es igual al volumen de gas original, menos el volumen de gas remanente cuando el agua ha invadido al yacimiento y ha disminuido la saturación de gas, es decir:

$$G - G_5 = 8{,}860{,}414{,}559\ SCF - 3{,}126{,}393{,}283\ SCF$$

$$G - G_5 = 5{,}734{,}021{,}276\ SCF$$

i) Indique los factores de recuperación esperados cuando 1) no hay entrada de agua; 2) entrada de agua parcial; 3) entrada de agua total.

Solución:

1) El factor de recuperación es:

$$F_r = \frac{7{,}556{,}908{,}912\ SCF}{8{,}860{,}414{,}559\ SCF} = 0.85$$

2) El factor de recuperación es:

$$F_r = \frac{5{,}734{,}021{,}276\ SCF}{8{,}860{,}414{,}559\ SCF} = 0.647$$

3) El factor de recuperación es:

$$F_r = \frac{4{,}948{,}023{,}715\ SCF}{8{,}860{,}414{,}559\ SCF} = 0.558$$

7. Calcule el volumen original de gas, así como las reservas de gas de un yacimiento volumétrico a partir de los siguientes datos de producción-presión:

$p_i = 3250\ psia$

$T_y = 213\ °F$

$p_{superficie} = 15.025\ psia$

$T_{superficie} = 60\ °F$

$Prod.\, acumulada = 1 \times 10^9\ SCF$

$p_{media\ del\ yacimiento} = 2864\ psia$

$Z_{@3250psia} = 0.910$

$Z_{@2864psia} = 0.888$

$Z_{@500psia} = 0.951$

$p_{abandono} = 500\ psia$

Solución:

Para resolver el problema, y considerando que se trata de un yacimiento volumétrico y sin producción de agua reportada, partimos de la siguiente ecuación:

$$G\left(B_g - B_{gi}\right) = G_p B_g$$

Y podemos calcular el valor de los factores de volumen del gas, B_g y B_{gi} con las siguientes relaciones:

$$B_g = \frac{p_{sc}\, ZT}{T_{sc}\, p}; y\ B_{gi} = \frac{p_{sc}\, Z_i T}{T_{sc}\, p_i}$$

De esta manera, encontramos que los factores de volumen del gas a distintas presiones son los siguientes:

$$B_{g@3250psia} = 0.005444828846\ cu\ ft/SCF$$
$$B_{g@2864psia} = 0.006029289724\ cu\ ft/SCF$$
$$B_{g@500psia} = 0.03698594452\ cu\ ft/SCF$$

Podemos encontrar el volumen original de gas, G, utilizando la presión media del yacimiento y mediante un simple despeje:

$$G = \frac{G_p B_g}{\left(B_g - B_{gi}\right)}$$

$$G = 10.3159 \times 10^9\ SCF$$

Por lo tanto, el volumen de hidrocarburos en el medio poroso, V_{HCVP}, podemos calcularlo multiplicando el volumen poroso por la saturación de gas, sin embargo, no tenemos datos de saturaciones, pero sabemos que ese volumen es el mismo que el volumen original de gas medido a condiciones de yacimiento.

$$V_{HCVP} = GB_{gi}$$
$$V_{HCVP} = (10.3159 \times 10^9\ SCF) \times (0.005444828846\ cu\ ft/SCF)$$
$$V_{HCVP} = 56168773.39\ cu\ ft$$

Ahora podemos calcular el volumen remanente de gas medido a condiciones de yacimiento, cuando la presión ha caído a 500 $psia$. Para ello es necesario utilizar el factor de volumen del gas a la presión indicada, el

cual estará ocupando el mismo espacio que a presiones mayores en el yacimiento, pero que representa un volumen diferente a condiciones de superficie. Por lo tanto, el volumen de gas remanente cuando $p = 500psia$, se calcula:

$$G_{@500psia} = \frac{V_{HCVP}}{B_{g@500psia}}$$

$$G_{@500psia} = \frac{56168773.39\ CF}{0.03698594452\ \frac{cu\ ft}{SCF}}$$

$$G_{@500psia} = 1{,}518{,}651{,}859\ SCF$$

Finalmente, la reserva será la diferencia entre el volumen original de gas medido a condiciones estándar y el volumen de gas remanente cuando se ha alcanzado la presión de abandono:

$$Reserva\ de\ gas = G - G_{@500psia}$$

$$Reserva\ de\ gas = 10.3159 \times 10^{9}\ SCF - 1{,}518{,}651{,}859\ SCF$$

$$Reserva\ de\ gas = 8{,}797{,}333{,}267\ SCF$$

8. Calcule la entrada de agua y la saturación residual de gas en la zona invadida por agua, de un yacimiento con empuje por entrada de agua. Considere la siguiente información:

$V_{roca\ inicial} = 415.3\ MM\ cu\ ft$

$\phi_{promedio} = 0.172$

$S_{w\ promedio} = 0.25$

$p_i = 3200\ psia$

$B_{gi} = 0.005262\ \frac{cu\ ft}{SCF}$

$p_{sc} = 14.7\ psia$

$T_{sc} = 60\ °F$

$p_{final} = 2925\ psia$

$B_{gfinal} = 0.005700\ \frac{cu\ ft}{SCF}$

$W_p = 15200\ bbl\ (superficie)$

$B_w = 1.03\ \frac{bbl}{bbl(superficie)}$

$G_p = 935.4\ MM\ SCF$

$V_{roca\ invadido@2925\ psia} = 13.04\ MM\ cu\ ft$

Solución:

Calculamos el volumen original de gas de la siguiente manera:

$$G = \frac{V_{roca\ inicial} \cdot \phi_{promedio} \cdot (1 - S_w)}{B_{gi}}$$

$$G = \frac{(415.3\ MM\ cu\ ft)(0.172)(1 - 0.25)}{0.005262\ \frac{cu\ ft}{SCF}}$$

$$G = 10{,}181{,}242{,}870\ \ SCF$$

Ahora podemos calcular la entrada de agua a partir de la siguiente ecuación:

$$G\left(B_g - B_{gi}\right) + W_e = G_p B_g + B_w W_p$$

Despejamos a W_e:

$$W_e = G_p B_g + B_w W_p - G\left(B_g - B_{gi}\right)$$

Convertimos la producción de agua de barriles, bbl, a pies cúbicos, CF; sustituimos los valores y encontramos a W_e:

$$W_p = 15200\ bbl\ \left[\frac{5.615\ SCF}{1\ bl}\right]$$

$$W_p = 85348\ SCF$$

$$W_e = (935.4\ \times 10^6 SCF)\left(0.005700\ \frac{cu\ ft}{SCF}\right) + \left(1.03\ \frac{cu\ ft}{SCF}\right)(85348\ SCF) - (10{,}181{,}242{,}870\ \ SCF)\left(0.005700\ \frac{CF}{SCF} - 0.005262\ \frac{cu\ ft}{SCF}\right)$$

$W_e = 960{,}304\ cu\ ft$

Para calcular la saturación residual de gas en los 13.04 $MM\ cu\ ft$ de volumen de roca invadidos por agua, calculamos la saturación de agua en esa zona, para lo cual usamos la siguiente ecuación (considerando que la producción de agua proviene del volumen de agua que entra al yacimiento):

$$S_w = \frac{V_{agua\ connata} + W_e - W_p}{V_p}$$

$$S_w = \frac{(13.04 \times 10^6 cu\ ft)(0.172)(0.25) + (960304\ cu\ ft) - (85348\ SCF)\left(1.03\frac{cu\ ft}{SCF}\right)}{(13.04 \times 10^6 cu\ ft)(0.172)}$$

$S_w = 0.638$

$S_g = 1 - S_w$

$S_g = 0.36$

9. Se conoce la siguiente información de un yacimiento de gas:

$p_i = 4200\ psia$ y $T = 180\ °F$

Componente del gas	Fracción mol
Metano	0.75
Etano	0.20
n-Hexano	0.05

También se cuenta con los siguientes datos después de un periodo muy corto de producción:

$p/_Z\ psia$	$G_p\ MMM\ SCF$

4600	0
3700	1
2800	2

a) Determine la producción acumulada de gas cuando la presión del yacimiento ha caído a $2000\ psia$

Solución

Para encontrar la producción acumulada (G_p), podemos generar un modelo matemático basado en la siguiente ecuación:

$$\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i}\left(1 - \frac{G_p}{G}\right)$$

La cual también puede expresarse de la forma $y = mx + b$, que es la ecuación general de una recta, quedando de la siguiente manera:

$$\frac{p}{z} = -\frac{p_i}{z_i G} G_p + \frac{p_i}{z_i}$$

Por lo tanto:

$$y = \frac{p}{z}$$

$$m = -\frac{p_i}{z_i G}$$

$$x = G_p$$

$$b = \frac{p_i}{z_i}$$

Podemos usar los datos de producción proporcionados y mediante una regresión lineal, encontrar el valor de la pendiente, la ordenada al origen es el primer valor de p/z. La ecuación queda de la siguiente manera:

$$\frac{p}{z} = -9(10^{-7})G_p + 4600$$

Es necesario conocer el valor de z cuando la presión es de 200 psia. Conociendo la composición del gas, podemos obtener sus propiedades

reducidas y así obtener el valor del factor de desviación del gas, z; el primer paso es encontrar las propiedades críticas del gas:

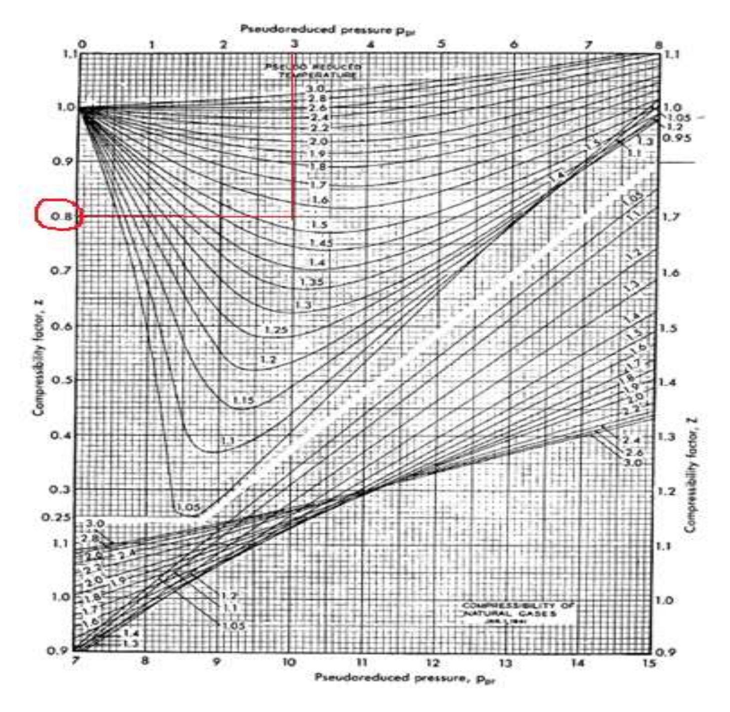
Componente	Fracción mol	P_c	T_c	YP_c	YT_c
Metano	0.75	673.1	343.2	504.8	257.4
Etano	0.20	708.3	504.8	141.7	110.0
n-Hexano	0.05	440.1	914.2	22.0	45.7
Totales				**668.5**	**413.1**

Las propiedades reducidas las podemos encontrar con las siguientes ecuaciones:

$$p_r = \frac{p}{p_c} \quad ; \quad T_r = \frac{T}{T_c}$$

$$p_r = \frac{2000}{668.5} = 2.99 \quad y \qquad T_r = \frac{640}{413.1} = 1.55$$

Con esta información, utilizamos la correlación gráfica de $Standing$ (1946), y encontramos el valor del factor de desviación a 2000 $psia$:



Por lo tanto, $z = 0.8$

Ahora obtenemos el valor de la relación p/z:

$$\frac{p}{z} = \frac{2000}{0.8} = 2500$$

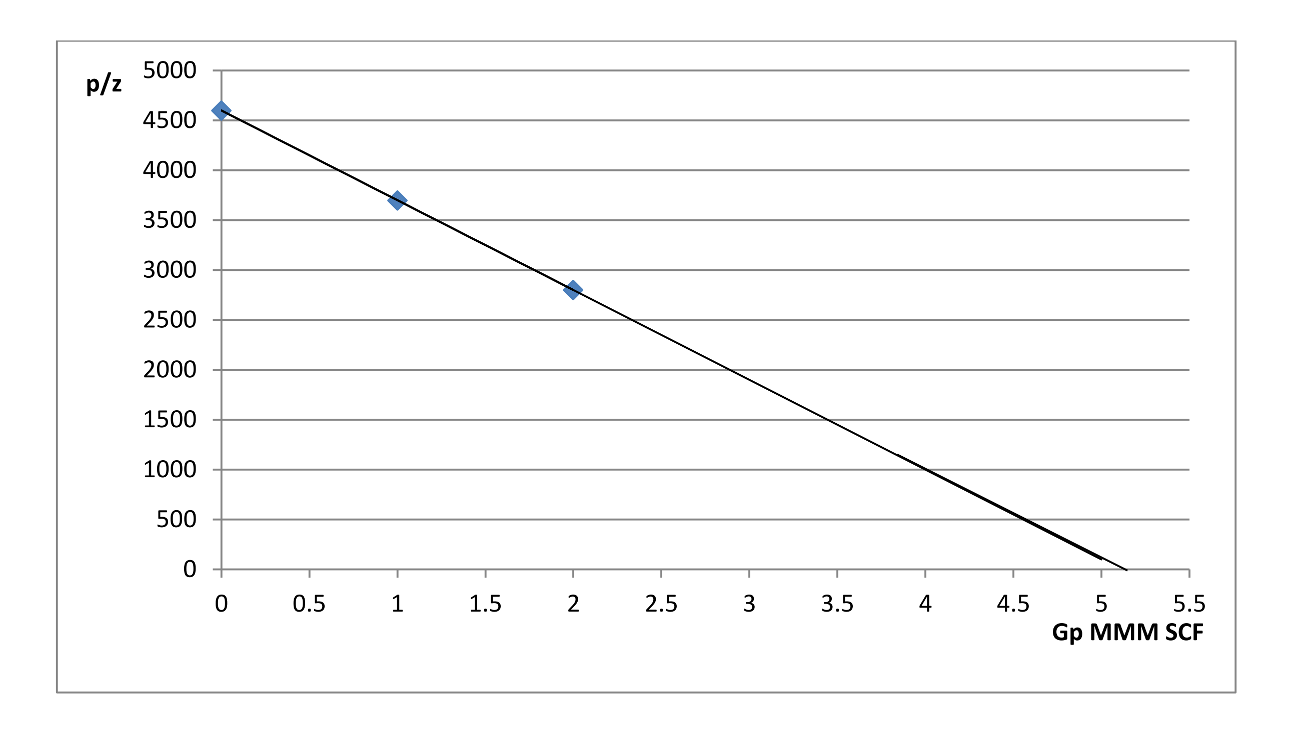
Despejamos de la siguiente ecuación la producción acumulada (G_p) en la siguiente ecuación y sustituimos el valor previamente encontrado ($\frac{p}{z} = 2500$):

$$\frac{p}{z} = -9(10^{-7})G_p + 4600$$

$$G_p = \frac{\left(\frac{p}{z}\right) - 4600}{-9(10^{-7})}$$

$$G_p = 2{,}333{,}333{,}333\ SCF$$

La gráfica queda de la siguiente manera:



b) Determine el volumen original de gas en el yacimiento (G):

Podemos encontrar el volumen original de gas al sustituir $p/_z = 0$ y despejando a G_p en la ecuación que generó el gráfico del inciso anterior. También podemos encontrar el valor del volumen original de gas al extrapolar en el gráfico la recta generada, hasta que ésta intersecte el eje de las abscisas.

Al sustituir $p/_z = 0$ en la ecuación:

$$0 = -9(10^{-7})G_p + 4600$$

$$G = 5{,}111{,}111{,}111\ SCF$$

c) Determine el área del yacimiento, considerando la siguiente información:

$\phi = 0.12$ $\qquad S_w = 0.30$ $\qquad h = 15\ ft$

Podemos utilizar la siguiente ecuación para encontrar el área del yacimiento:

$$GB_{gi} = A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)$$

$$A = \frac{GB_{gi}}{h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}$$

Necesitamos el factor de volumen inicial, el cual podemos calcular de la siguiente manera:

$$B_{gi} = \frac{p_{sc}\, Z_i T}{T_{sc}\, p_i}$$

Sabemos que ${}^{p_i}/_{Z_i} = 4600$; por lo tanto:

$$B_{gi} = \frac{(14.7\, psia)(180 + 460\, °R))}{(60 + 460\, °R)(4600\, psia)}$$

$$B_{gi} = 0.00393$$

Por lo tanto:

$$A = \frac{(5{,}111{,}111{,}111\, SCF)\left(0.00393\ {}^{cu\, ft}/_{SCF}\right)}{(15\, ft)(0.12)(1 - 0.3)}$$

$$A = 15{,}941{,}798.94\, ft^2$$

$$A = 366\, acres$$

10. Un yacimiento volumétrico de gas tiene una presión inicial de 4200 $psia$, una porosidad de 17.2 % y una saturación de agua inicial de 23%. El factor de volumen del gas a 4200$psia$ es 0.003425 $cu\, ft/SCF$, y a 750$psia$, el factor de volumen es 0.01852 $cu\, ft/SCF$. Resuelva los siguientes incisos:

a) Calcule el volumen original de gas en SCF. Considere que el área del yacimiento es de 1 $acre$ y que tiene 1 ft de espesor.

Solución:

Para tener unidades homogéneas, necesitamos convertir el área del yacimiento de $acres$ a ft^2. Lo hacemos de la siguiente manera:

$$A = 1\ acre\ \left[\frac{43560\ ft^2}{1\ acre}\right] = 43560\ ft^2$$

El volumen original de gas lo podemos calcular de la siguiente manera:

$$GB_{gi} = A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)$$

Para obtener el volumen a condiciones de superficie, dividimos ambos lados por el factor de volumen inicial:

$$G = \frac{A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_{gi}}$$

Al sustituir los datos obtenemos:

$$G = \frac{(43560\ ft^2)(1\ ft)(0.172)(1 - 0.23)}{0.003425\,\frac{ft^3}{SCF}}$$

$$G = 1{,}684{,}404.78\ SCF$$

b) Calcule la reserva inicial del yacimiento si se considera que 750 $psia$ como la presión de abandono del yacimiento:

Solución:

Debido a que se considera un yacimiento volumétrico, podemos calcular el volumen de gas remanente a condiciones de superficie cuando la presión ha caído a 750 $psia$ y restarlo del volumen original, encontrado en el inciso anterior. El volumen a condiciones de yacimiento no cambia, por lo que el procedimiento para calcularlo a tales condiciones son las mismas, únicamente cuando se quiere llevar a condiciones de superficie, debemos utilizar el factor de volumen a la presión deseada:

$$G_{abandono} = \frac{A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_{g@750\ psia}}$$

$$G_{abandono} = \frac{(43560\ ft^2)(1\ ft)(0.172)(1 - 0.23)}{0.01852\,\frac{ft^3}{SCF}} = 311{,}505\ SCF$$

La reserva inicial la encontramos de la siguiente manera:

$$Reserva = G - G_{abandono}$$

$$Reserva = 1684404.78\ SCF - 311505\ SCF = 1372899\ SCF$$

c) Explique porqué la reserva inicial depende de la presión de abandono seleccionada.

Solución:

Debido a que la reserva se calcula restando el gas remanente a condiciones de abandono (medido a condiciones de superficie) $G_{abandono}$, del volumen original de gas G. Por otro lado, $G_{abandono}$ es función de la presión, a menor presión, la cantidad de gas remanente es menor.

Considerando que $G_{abandono}$ es función de la presión, y la $Reserva$ es función de la $G_{abandono}$, la $Reserva$ es automáticamente función de la presión.

d) Calcule la reserva inicial del mismo yacimiento, ahora considerando un área de 640 $acres$ y un espesor de 34 ft. Asuma una presión de abandono de 750 $psia$.

Solución:

Primero calculamos el volumen original de gas:

$$G = \frac{A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_{gi}}$$

$$G = \frac{\left(43560 \frac{ft^2}{acre}\right)(640\ acres)(34ft)(0.172)(1 - 0.23)}{0.003425 \frac{ft^3}{SCF}} = 36{,}652{,}648{,}190\ SCF$$

Calculamos ahora el volumen remanente a la presión de abandono:

$$G_{abandono} = G \frac{B_{gi}}{B_{g@750\ psia}}$$

$$G_{abandono} = 36{,}652{,}648{,}190\ SCF \left(\frac{0.003425 \frac{ft^3}{SCF}}{0.01852 \frac{ft^3}{SCF}}\right)$$

$$G_{abandono} = 6{,}778{,}365{,}014\ SCF$$

$$Reserva = G_{abandono} - G = 29{,}874{,}283{,}180\ SCF$$

e) Determine el factor de recuperación del inciso anterior:

$$F_r = G_{abandono}/G$$

$$F_r = 0.815$$

Se espera recuperar el 81.5 % del gas en el yacimiento.

11. El volumen original de gas de un yacimiento es calculado mediante registros eléctricos e información de núcleos con un valor de

$200\ MMM\ SCF$, en un área de 2250 $acres$. La presión inicial es de 3500 $psia$ y la temperatura de $140\,°F$. Se tienen los siguientes datos de presión-producción:

Presión, $psia$	Producción $MMM\ SCF$	Factor de desviación del gas, z (a 140 °F)
3500 (inicial)	0	0.85
2500	75	0.82

a) Calcule el volumen original de gas a partir de los datos del historial de producción-presión, asumiendo que no hay entrada de agua.

Solución:

Podemos utilizar el siguiente modelo matemático, despejando al término "G" de la ecuación:

$$\frac{p}{z} = -\frac{p_i}{z_i G} G_p + \frac{p_i}{z_i}$$

$$G = \frac{-p_i G_p z}{z_i p - z p_i}$$

Al sustituir los valores proporcionados:

$$G = \frac{-(3500 psia)(75 \times 10^9 SCF)(0.82)}{(0.85 \times 2500 psia) - (0.82 \times 3500 psia)}$$

$$G = 288.9261745\ MMM\ SCF$$

b) Si se supone un espesor de la roca almacén uniforme, así como saturación de agua y porosidad también uniforme en todo el yacimiento, calcule el área que corresponde al volumen original de gas obtenido a partir de los datos de producción presión.

Solución:

Es necesario conocer el espesor a partir de cálculos de volumen original de gas realizados con registros eléctricos. Podemos utilizar la siguiente fórmula para encontrar el espesor:

$$G = \frac{A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_{gi}}$$

$$h = \frac{GB_{gi}}{A \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}$$

Necesitamos conocer el valor del área en ft^2, y el valor del factor de volumen del gas inicial. Esto lo podemos conocer mediante las siguientes ecuaciones:

$$A = 2250\ acres\ \left[\frac{43560\ ft^2}{1\ acre}\right] = 98010000\ ft^2$$

$$B_{gi} = \frac{p_{sc}\ z\ T}{T_{sc}\ p} = \frac{(14.7\ psia)(0.85)(140 + 460\ °R)}{(60 + 460\ °R)(3500\ psia)} = 0.004119\ \frac{ft^3}{SCF}$$

$$B_{g@2500\ psia} = \frac{p_{sc}\ z\ T}{T_{sc}\ p} = \frac{(14.7\ psia)(0.82)(140 + 460\ °R)}{(60 + 460\ °R)(2500\ psia)} = 0.005563\ \frac{ft^3}{SCF}$$

$$h = \frac{(200 \times 10^9\ SCF)\left(0.004119\ \frac{ft^3}{SCF}\right)}{(98010000\ ft^2)(\phi)(1 - S_w)}$$

Debido a que no conocemos el valor de la porosidad ni la saturación de agua, podemos sustituir el valor encontrado de h, aun con las incógnitas, puesto que éstas se eliminan automáticamente en la ecuación para encontrar el valor del volumen original de gas pero con

datos de producción-presión. De ésta ecuación, queremos conocer el área que representa el valor de G encontrado:

$$G = \frac{A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_{gi}}$$

Despejando el área, la ecuación queda:

$$A = \frac{GB_{gi}}{h \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}$$

Al sustituir los valores que tenemos a partir de los datos de producción-presión, obtenemos lo siguiente:

$$A = \frac{(288.9261745 \times 10^9\, SCF)\left(0.004119\, \frac{ft^3}{SCF}\right)}{\left(\frac{(200 \times 10^9\, SCF)\left(0.004119\, \frac{ft^3}{SCF}\right)}{(98010000\, ft^2)(\phi)(1 - S_w)}\right)\phi(1 - S_w)}$$

$$A = 141588271.8\, ft^2$$

$$A = 3250\, acres$$

Con los datos de producción-presión, obtenemos una extensión mayor a la inicialmente calculada en 1000 $acres$.

c) Si suponemos el volumen original de gas a partir de los registros eléctricos como el correcto, qué volumen de agua sería el que entró al yacimiento durante los 75$MMM\ SCF$ de producción.

Solución:

Podemos partir de la ecuación que representa la expansión y la producción de gas:

$$G(B_g - B_{gi}) = G_p B_g - W_e B_w$$

Asumiendo que debido a que la compresibilidad del agua es muy baja, podemos asumir que el factor de volumen del agua es igual a la unidad, con lo que la ecuación quedaría:

$$W_e = G_p B_g - G(B_g - B_{gi})$$

Al sustituir los valores proporcionados al inicio del problema:

$$W_e = (75 \times 10^9\ SCF)\left(0.005563 \frac{ft^3}{SCF}\right) - (200 \times 10^9\ SCF)\left(0.005563 \frac{ft^3}{SCF} - 0.004119 \frac{ft^3}{SCF}\right)$$

$$W_e = 128{,}425{,}000\ ft^3$$

Al convertirlo a barriles:

$$W_e = 128425000\ ft^3\ \left(\frac{1\ bl}{5.615\ ft^3}\right) = 22.871772\ MM\ bbl$$

12. Se han producido $1 \times 10^6\ STB$ de un yacimiento. Se tiene también que la relación Gas-Aceite acumulada es de $2700\,SCF/STB$. Durante este periodo de producción, la presión cayó de 4400 $psia$ a 2800 $psia$. Determine el volumen original de aceite a condiciones de superficie. Considere la siguiente información:

$$p_i = 4400\,psia \qquad p = 2800\,psia$$

$$B_{ti} = 1.57\ bbl/STB \qquad B_g = 1.017 \times 10^{-3}\ cu\frac{ft}{SCF}$$

$$R_{si} = 1100\ SCF/STB \qquad B_t = 1.72\ bbl/STB$$

Solución:

Podemos utilizar la siguiente ecuación:

$$N_p[B_o + (R - R_s)B_g] = NB_{oi}\left[\frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g}{B_{oi}} + \left(\frac{C_w S_w + C_p}{1 - S_w}\right)\Delta p\right]$$

Si despreciamos el efecto de la producción debido a la compresibilidad del agua y de la roca, la ecuación queda de la siguiente manera:

$$N_p\left[B_o + (R - R_s)B_g\right] = NB_{oi}\left[\frac{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g}{B_{oi}}\right]$$

Considerando las siguientes igualdades respecto al factor de volumen total:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g$$
$$B_{ti} = B_{oi}$$

Podemos sustituir los valores anteriores en la ecuación principal a utilizar, quedando de la siguiente manera:

$$N_p\left[B_t + (R - R_{si})B_g\right] = N(B_t - B_{ti})$$

Despejamos a N:

$$N = \frac{N_p\left[B_t + (R - R_{si})B_g\right]}{(B_t - B_{ti})}$$

Sustituyendo valores, tenemos:

$$N = \frac{(1 \times 10^6 STB)\left[\left(1.72\frac{bbl}{STB}\right) + \left(2700\frac{SCF}{STB} - 1100\frac{SCF}{STB}\right)\left(1.017 \times 10^{-3}\ \frac{ft^3}{SCF}\right)\left(\frac{1\ bbl}{5.615\ ft^3}\right)\right]}{1.72\frac{bbl}{STB} - 1.57\frac{bbl}{STB}}$$

$$N = 13{,}398{,}634\ STB$$

13. Los siguientes datos fueron tomados de un yacimiento que originalmente no contaba con capa de gas y que no tenía entrada de agua significativa.

$V_{o@yacimiento} = 75\ MM\ cu\ ft$

$p_i = 3500\ psia$

$T = 140\ °F$

$p_b = 2400\ psia$

$B_{o@3500\ psia} = 1.333\ bbl/STB$

$z_{@1500\ psia} = 0.95$

$N_{p@1500\ psia} = 1\ MM\ STB$

$RGA_{acumulada} = 2800\ SCF/STB$

$$Gradiente\ de\ solubilidad\ del\ gas\ en\ aceite = 0.42\ \frac{SCF/_{STB}}{psi}$$

Resuelva los siguientes incisos:

a) Calcule el volumen original de aceite en el yacimiento a condiciones de superficie.

Solución:

El volumen de aceite en el yacimiento lo podemos expresar de la siguiente manera:

$$V_{o@yacimiento} = NB_{oi} = 75\ MM\ cu\ ft$$

Por lo tanto:

$$N = \frac{NB_{oi}}{B_{oi}}$$

$$N = \frac{(75 \times 10^6\ ft^3)\left(1\ bbl/_{5.615\ ft^3}\right)}{1.333\,\frac{bbl}{STB}}$$

$$N = 10{,}020{,}314.52\ STB$$

b) Calcule el volumen de gas que contiene el yacimiento medido a condiciones de superficie:

Solución:

Debido a que el yacimiento no contiene una capa de gas libre inicialmente, el gas que contiene el yacimiento se encuentra disuelto en el aceite, por lo tanto, podemos utilizar el gradiente de solubilidad del gas en el aceite. Debe considerarse que la totalidad del gas se encontrará disuelto en el aceite cuando el yacimiento se encuentre a la

presión de burbuja, por lo que el gradiente sólo debe ser utilizado hasta esta presión:

$$G = N \cdot Gradiente\ de\ solubilidad\ del\ gas\ en\ aceite \cdot p_b$$

$$G = (10{,}020{,}314.52\ STB)\left(0.42\ \frac{SCF/_{STB}}{psi}\right)(2400\ psi)$$

$$G = 10.1 \times 10^9\ SCF$$

c) Determine la Relación Gas-Aceite del yacimiento inicial:

Solución:

La Relación Gas-Aceite la podemos encontrar de la siguiente manera:

$$R_i = \frac{G}{N}$$

$$R_i = \frac{10.1 \times 10^9\ SCF}{10{,}020{,}314.52\ STB} = 1{,}008\ SCF/STB$$

También se pude calcular de la siguiente manera:

$$R_i = \left(0.42\ \frac{SCF/_{STB}}{psi}\right)(2400\ psi)$$

d) Calcule el volumen de gas remanente, medido a condiciones de superficie, cuando se han alcanzado 1500 $psia$ de presión en el yacimiento.

Solución:

El volumen de gas remanente, tanto el gas en solución como el gas libre, lo podemos calcular al restar el gas producido del volumen de gas que originalmente tenía el yacimiento, es decir:

$$G_{1500\ psia} = G - G_p = G - R_{acumulada} N_{p@1500\ psia}$$

$$G_{1500\,psia} = 10.1 \times 10^9\,SCF - \left(2800\frac{SCF}{STB}\right)(1000000\,STB)$$

$$G_{1500\,psia} = 7{,}300{,}477{,}036\,SCF$$

e) Calcule el volumen de gas libre en el yacimiento, medido a condiciones de superficie, cuando se han alcanzado 1500 $psia$ de presión.

Solución:

Este volumen lo podemos determinar al restar el volumen de gas producido y el gas que a 1500 $psia$ se encuentra disuelto en el aceite de la cantidad original de gas en el yacimiento, es decir:

$$G_{f@1500\,psia} = G - G_p - \left(N - N_{p@1500\,psia}\right)R_{s@1500\,psia}$$

También se puede expresar de la siguiente manera:

$$G_{f@1500\,psia} = \mathrm{N}R_{si} - N_pR_{acumulada} - \left(N - N_{p@1500\,psia}\right)R_{s@1500\,psia}$$

Al sustituir los valores, tenemos:

$$G_{f@1500\,psia} = 10.1 \times 10^9\,SCF - \left(2800\frac{SCF}{STB}\right)(1{,}000{,}000\,STB) - (10{,}020{,}314.52\,STB - 1{,}000{,}000\,STB)\left(0.42\,\frac{SCF/_{STB}}{psi}\right)(1500\,psi)$$

$$G_{f@1500\,psia} = 1{,}617{,}678{,}889\,SCF$$

f) Determine el volumen de gas libre en el yacimiento, medido a condiciones de yacimiento. considere que las condicione estándar son 14.7 $psia$ de presión y 60 $°F$ de temperatura.

Solución:

Para poder determinar el volumen a condiciones de yacimiento, necesitamos conocer el factor de volumen del gas a $1500\ psia$. El factor de volumen lo podemos encontrar de la siguiente manera:

$$B_{g@1500} = \frac{p_{sc}\ ZT}{T_{sc}\ p}$$

Sustituyendo valores:

$$B_{g@1500} = \frac{(14.7psia)(0.95)(140 + 460\ °R)}{(60 + 460\ °R)(1500psia)}$$

$$B_{g@1500} = 0.0107423\ cu\ ft/SCF$$

Ahora podemos multiplicar el volumen de gas libre, medido a condiciones de superficie, por el factor de volumen del gas cuando la presión es de $1500\ psia$:

$$V_{gas\ libre@condiciones\ de\ yacimiento} = G_f B_{g@1500}$$

$$V_{gas\ libre@condiciones\ de\ yacimiento} = (1{,}617{,}678{,}889\ SCF)\left(0.0107423\ cu\frac{ft}{SCF}\right)$$

$$V_{gas\ libre@condiciones\ de\ yacimiento} = 17{,}377{,}604\ cu\ ft$$

g) Calcule la Relación Gas-Aceite de los fluidos en el yacimiento, medido a condiciones de superficie:

Solución:

Esta relación la encontramos al dividir el total de gas que hay en el yacimiento entre el total de aceite en el yacimiento, cuando éste ha alcanzado 1500 $psia$ de presión:

$$GOR = \frac{7{,}300{,}477{,}036\ SCF}{10{,}020{,}314.52\ STB - 1{,}000{,}000\ STB}$$

$$GOR = 809.33\ SCF/STB$$

h) Determine la relación de solubilidad que hay en el yacimiento a $1500\ psia$ de presión:

Solución:

Podemos utilizar el gradiente de solubilidad de gas en el aceite y la presión indicada:

$$Gas\ disuelto\ @1500\ psia = \left(0.42\ \frac{SCF/_{STB}}{psi}\right)(1500\ psi) = 630\ SCF/STB$$

CONCLUSIONES

El presente trabajo se elaboró, teniendo como objetivo principal, la generación de material de apoyo para el área de ingeniería de Yacimientos. Al respecto, consideramos que la información contenida y en especial los problemas propuestos con solución, pueden ser de gran ayuda a profesores y alumnos de la carrera de Ingeniería Petrolera.

Se hicieron las consideraciones necesarias para poder al lector a la comprensión y utilización de los conceptos, contenidos en la parte teórica del trabajo, de una manera sencilla y eficaz.

El trabajo ha sido también de gran ayuda para los autores, unificando y retroalimentando parte de los conocimientos adquiridos durante todos los cursos de la carrera.

Consideramos que este trabajo también puede servir como invitación a futuros compañeros para seguir generando material de apoyo a la facultad. Vinculando la parte teórica y matemática y buscando siempre contribuir a la mejora de los procesos de Enseñanza-Aprendizaje.

Apéndice A

A.1 Domos y anticlinales

Son estructuras formadas por un levantamiento y/o plegamiento de rocas sedimentarias. Cuando es vista desde arriba, un domo se aprecia de forma circular o elíptica, mientras que un anticlinal como un plegamiento alargado [8]. La **Fig. 1.1** muestra una trampa generada por una estructura de domo, mientras que la **Fig. 1.2** una trampa por una estructura de anticlinal.

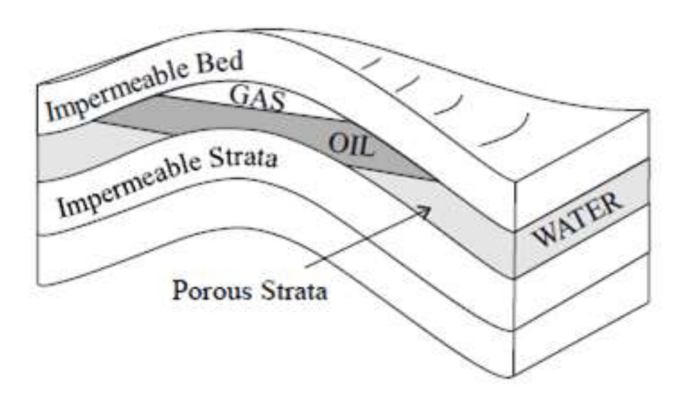


Figura A.1. Acumulación de aceite y gas en una estructura de domo (Zolotukhin, 1997)

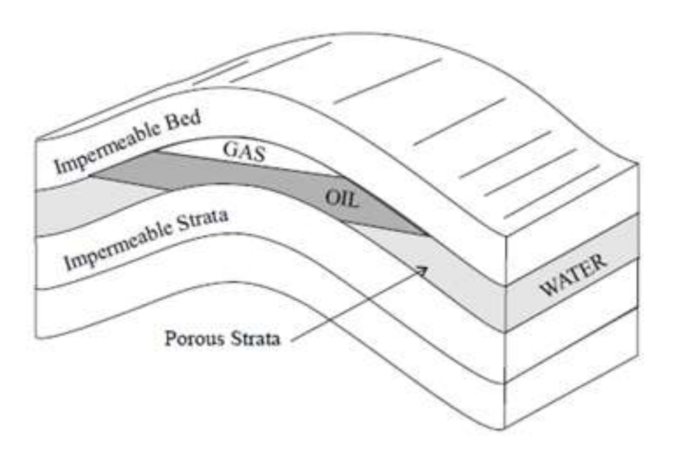


Figura A.2. Acumulación de aceite y gas en una estructura de anticlinal (Zolotukhin, 1997)

A.2 Entrampamiento por diapiros

Son trampas formadas por la intrusión de masas relativamente móviles en rocas preexistentes. La intrusión es normalmente en sentido vertical, a través de rocas más densas debido a las fuerzas de flotabilidad asociadas con tipos de rocas de densidad relativamente baja, tales como la sal, la lutita, y el magma caliente, que forman diapiros. El proceso se denomina diapirismo. A través del empuje y la penetración de las capas de rocas supra-yacentes, los diapiros pueden formar anticlinales, domos salinos y otras estructuras con capacidad de entrampamiento de hidrocarburos; puede incluso resultar que el diapiro forme más de una trampa a la vez, como puede ser observado en la **figura 1.3**. Algunos de los domos salinos pueden ser más alargados que cilíndricos, y son llamados *paredes salinas*. La sal en por sí misma una excelente roca sello [8].

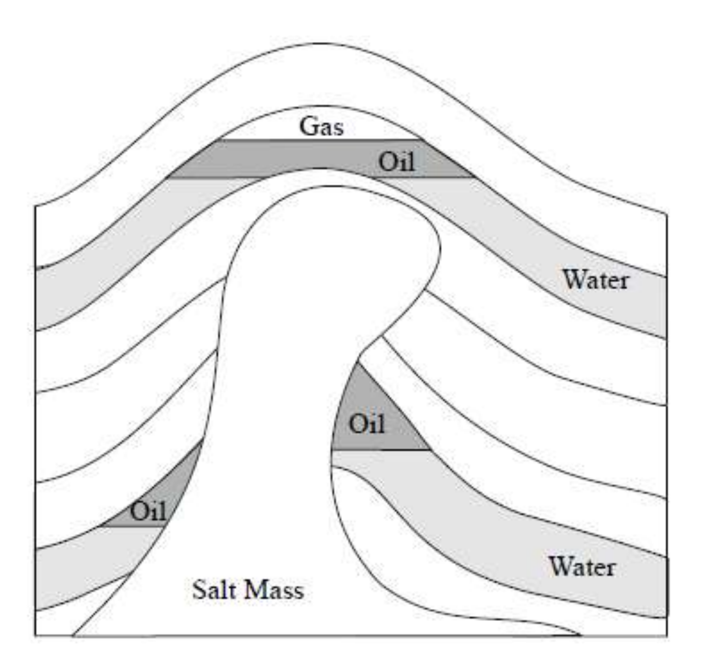


Figura A.3. Acumulación de hidrocarburos asociada a un domo salino (Zolotukhin, 1997)

A.3 Entrampamiento por fallas

Existe una gran cantidad de trampas petroleras relacionadas a fallas. En la mayoría de los casos, la roca almacén es desplazada y sellada contra una formación impermeable. La falla por sí misma puede ser una frontera de no flujo [8].

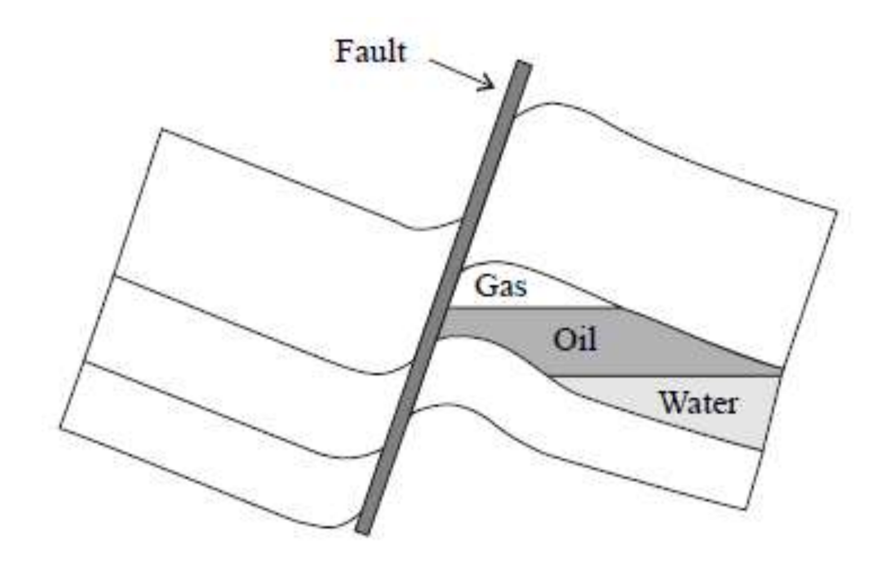


Figura A.4. Acumulación de hidrocarburos relacionada a una falla (Zolotukhin, 1997)

A.4 Trampas lenticulares

El aceite y/o gas puede acumularse en trampas formadas por cuerpos rocosos porosos, incrustados en cuerpos rocosos impermeables, o cuando una roca porosa es acuñada dentro de rocas impermeables [8].

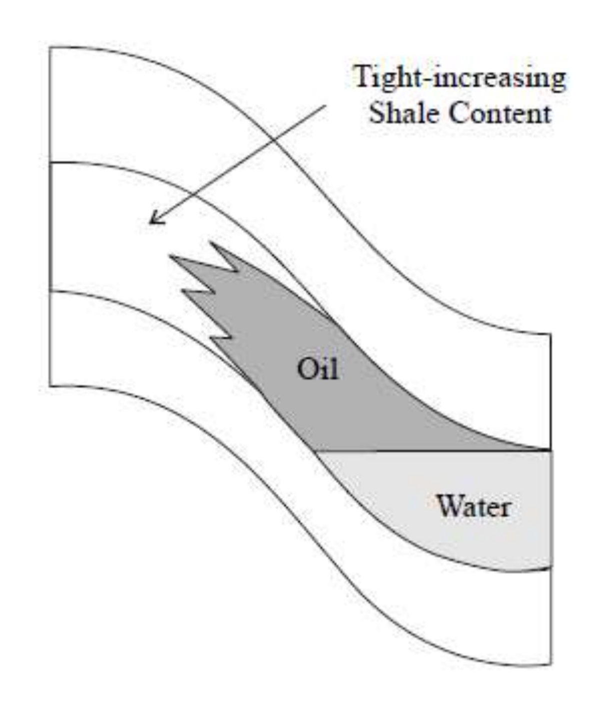


Figura A.5. Trampa petrolera formada por cambio de litología (Zolotukhin, 1997)

A.5 Entrampamiento por discordancias

Este tipo de trampas se forman con una roca permeable inclinada, cortada y cubierta por depósitos impermeables más jóvenes. El yacimiento se puede formar atrapando el petróleo pendiente arriba de la roca porosa inclinada que está sellada y truncada por la parte superior y flancos [8].

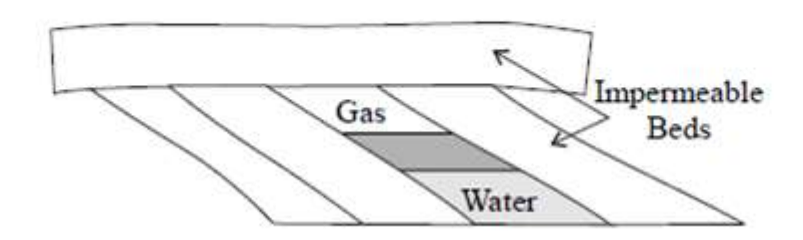


Figura A.6. Aceite y gas atrapados debajo de una discordancia (Zolotukhin, 1997)

A.6 Trampas hidrodinámicas

Una trampa de este tipo existe cuando un contacto agua-hidrocarburo inclinado existe en el yacimiento. Si el acuífero se encuentra en movimiento debido a los gradientes de presión, se pueden generar contactos inclinados, ya que los hidrocarburos son desplazaos en dirección del movimiento de agua del acuífero. Si el yacimiento es heterogéneo, los hidrocarburos pueden incluso quedar atrapados en monoclinales [5].

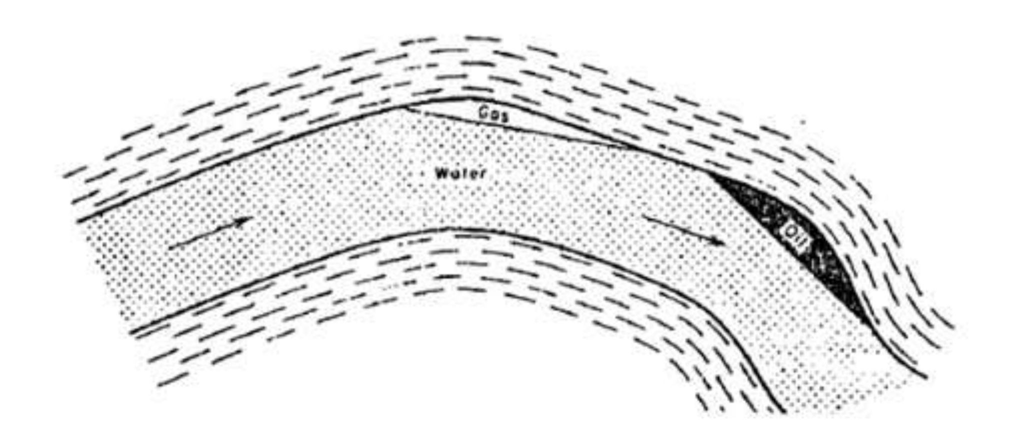


Figura A.7. Aceite y gas atrapaos en un sistema hidrodinámico

A.7 Trampas mixtas

Son combinaciones de diversos mecanismos de entrampamiento. Por ejemplo, un sistema de entrampamiento hidrodinámico está generalmente relacionado con un componente estructural.

Es importante determinar si en un yacimiento existen más de un tipo de mecanismos de entrampamiento [5].

Apéndice B

B.1 Volumen original de hidrocarburos in-situ

El volumen original de hidrocarburos total in-situ es la cuantificación referida a condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales. Incluye las acumulaciones descubiertas, comerciales o no, recuperables o no, a la producción ya obtenida de los campos explotados o en explotación; así como también a los volúmenes estimados en los yacimientos que podrían ser descubiertos [9].

A todo este volumen de hidrocarburos se le considera como recursos potencialmente recuperables, la cantidad recuperable depende de la incertidumbre asociada, las circunstancias comerciales, la tecnología usada y la disponibilidad de información. Por tanto, un cambio en las condiciones comerciales, obtención de nueva información o la generación de una nueva tecnología pueden hacer que un determinado volumen de hidrocarburos con poco potencial de recuperación se convierta en recursos recuperables [9].

B.1.1 Volumen original de hidrocarburos no descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos que estima, a una cierta fecha, se encuentra contenida en acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto se le denomina *recurso prospectivo* [9].

B.1.2 Volumen original de hidrocarburos descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una fecha dada, está contenida en acumulaciones conocidas antes de su producción. El volumen original descubierto puede clasificarse como comercial y no comercial. Si existe generación de valor económico como consecuencia de la explotación de una

acumulación de hidrocarburos, se considera comercial. La parte recuperable del volumen originalmente descubierto, se le denomina reserva o recurso contingente, dependiendo de su viabilidad comercial [9].

B.2 Recursos prospectivos

Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidos y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. Su cuantificación se basa en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde un cierto volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto, e incluso, en ocasiones, producido. Los recursos prospectivos tienen oportunidad de descubrimiento y desarrollo, y se subdividen según el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones de recuperación. Si ya se encuentran dentro de un proyecto, su sub-clasificación se hace con base en la madurez del proyecto [9].

B.3 Recursos contingentes

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables a partir de acumulaciones conocidas, pero el o los proyectos aplicados aún no se consideran suficientemente maduros para su desarrollo comercial, debido a una o más razones. Algunos ejemplos de proyectos de estos recursos pueden ser aquéllos en los cuales actualmente no existen mercados viables, o donde la recuperación comercial depende de tecnologías en desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente su comercialidad. Al igual que en los recursos prospectivos, los recursos contingentes se categorizan de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones, así como a la madurez del proyecto; asimismo, pueden ser caracterizadas por su estado económico [9].

APÉNDICE C

C.1 Clasificación de la porosidad de acuerdo a su origen

Un método para clasificar la porosidad se basa en si ésta surge conforme se dio el depósito de sedimentos o fue producto de procesos consecuentes, por ejemplo, diagénesis, catagénesis, esfuerzos tectónicos, materiales intrusivos o por acción del agua. De acuerdo a lo anterior, podemos tener los siguientes tipos de porosidad [2]:

C.1.1 Porosidad primaria

Ésta se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados. Algunos ejemplos de rocas sedimentarias con este tipo de porosidad son las areniscas (detríticas o clásticas) y calizas (no detríticas). La porosidad primaria a su vez, puede clasificarse de la siguiente manera [2]:

- Porosidad Intercristalina

Son los espacios existentes entre los planos de un cristal, o espacios vacíos entre cristales. Muchos de estos poros tienen un diámetro sub-capilar menor a 0.002mm. La porosidad que se encuentra entre cristales o partículas de tamaño lodo se llama comúnmente como microporosidad.

- Porosidad Intergranular

Está en función del espacio vacío entre granos, o en otras palabras, en función de los espacios intersticiales de toda clase en todo tipo de roca. El tamaño de poro que comprende va de sub-capilar a súper-capilar. Los poros por lo general, tienen un diámetro mayor a 0.5 mm.

- Planos Estratificados

Cuando hay planos estratificados, se generan espacios vacíos de diferentes variedades y paralelos a dichos planos. Las geometrías mayores de muchos yacimientos petroleros están controladas por este tipo de porosidad. Los espacios vacíos pueden generarse por diferencias entre los sedimentos depositados, tamaño de partículas, arreglo y ambiente de depósito.

- Espacios Sedimentarios Misceláneos

Estos espacios pueden ser resultado del depósito de fragmentos detríticos fósiles, debido al empaquetamiento de oolitas, por espacios cavernosos de tamaño irregular y variable, formados durante el tiempo de depósito y debido a organismos vivos en el momento del depósito.

C.1.2 Porosidad secundaria, inducida o vugular

Ésta se debe a procesos geológicos posteriores al depósito de sedimentos, o incluso a procesos artificiales. Pueden generarse por una fractura (natura o inducida) o cuando por ejemplo la caliza se convierte en dolomita o durante la generación de los hidrocarburos [2].

Los procesos geológicos mencionados son la diagénesis y la catagénesis. Podemos definir a la diagénesis como la alteración física, química o biológica de los sedimentos, que se convierten en rocas sedimentarias, a temperaturas y presiones relativamente bajas, puede producir cambios en la mineralogía y la textura original de la roca. Después de su depósito, los sedimentos se compactan a medida que son sepultados por debajo de las capas sucesivas de sedimentos y son cementados por los minerales que precipitan a partir de la solución. Los granos de sedimentos, los fragmentos de rocas y los fósiles pueden ser reemplazados por otros minerales durante la diagénesis. La porosidad normalmente se reduce durante la diagénesis, salvo en casos raros, tales como la disolución de los minerales y la dolomitización. La diagénesis no incluye los procesos de meteorización, y es en este proceso que se da la generación de hidrocarburos [1].

La catagénesis implica un proceso de calentamiento en un rango oscilante entre 50° y 150°C [122° y 302°F]. A estas temperaturas, los enlaces químicos se rompen en el querógeno y en las arcillas de las lutitas, generando hidrocarburos líquidos. En el extremo superior de este rango de temperatura, el craqueo secundario de las moléculas de petróleo puede generar moléculas de gas [1].

En la porosidad secundaria, la magnitud, forma, tamaño e interconexión de los poros puede no tener relación directa con la forma de las partículas sedimentarias originales. A continuación presentamos una clasificación de la porosidad secundaria [2]:

- Porosidad de Disolución

Cuando a través de la roca circulan o fluyen soluciones calientes o tibias, éstas disuelven el material rocoso. También, los espacios existentes debido a la meteorización como juntas, cavernas, o espacios vacíos generados por organismos vivientes, pueden sufrir alargamiento por dilución.

- Dolomitización

Es la transformación de una roca caliza en dolomita y es producto de la siguiente reacción:

$$2CaCO_3 + Mg^{+2} \rightarrow CaMg(CO_3) + Ca^{+2}$$

Hay rocas carbonatadas que están formadas sólo por calizas. Si en el agua que circula a través del espacio poroso hay magnesio disuelto suficiente, el calcio de la roca puede intercambiarse por el magnesio en solución y ya que el magnesio es más pequeño que el calcio, la dolomita resultante tendrá una porosidad 12 ó 13 por ciento mayor [2]:

- Porosidad de Fractura

Cuando la tensión y esfuerzos resultantes de actividades tectónicas como fallas y doblamientos, provocan una falla estructural de las rocas del yacimiento, éstas a su vez generan aperturas en la roca conocidas como juntas (o grietas),

fisuras y fracturas. Generalmente, en carbonatos, la porosidad de fractura no supera el 1%.

- Espacios Secundarios Misceláneos

Alguno ejemplos de la porosidad producto de tales espacios son los arrecifes, que son aperturas en las crestas de anticlinales estrechos; los pinchamientos y llanos, que son aperturas formadas por la separación de estratos sometidos a un suave desplome; y los espacios causados por brechas submarinas y conglomerados, producto de movimientos gravitatorios del material del fondo marino.

Cuando una roca cuenta con poros tanto por fractura como intergranulares, se habla de un medio de doble porosidad. También, debemos tomar en cuenta el grado de consolidación del medio poroso, ya que mucho depende de ello la variación que exista en los valores de porosidad al haber cambios de presión en el sistema [2,8].

Al hablar de un medio poroso bien consolidado, nos referimos a aquellos granos que han sido suficientemente compactados y se encuentran unidos mediante material que ha funcionado como cemento. Una característica de un medio poroso consolidado, es la habilidad que tiene para restaurarse elásticamente, es decir, alcanzar a regresar, en una medida importante, a su forma y volumen original después de que la presión de sobrecarga ha sido liberada. Es por ello que si se selecciona un volumen de roca muy pequeño para medir sus características petrofísicas, la porosidad calculada puede desviarse considerablemente del valor estadístico real, siendo necesario que el volumen seleccionado sea de un valor representativo, lo cual resultará en un valor estadístico representativo de una característica tan importante como la porosidad [8].

Es así que de nuevo señalamos la importancia de usar valores representativos, mediante los cuales se pueda considerar a un medio como continuo, indispensable para el análisis que nos interesa.

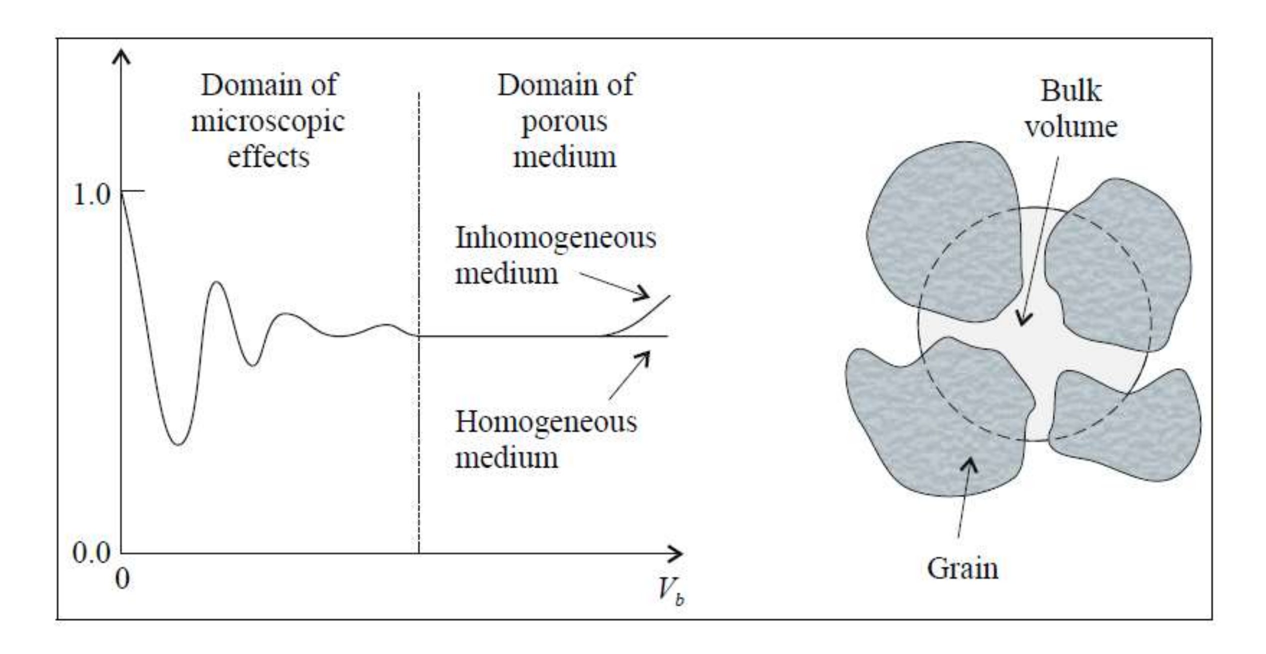


Figura 2.2 Definición de un volumen representativo para mediciones de porosidad (Zolotukhin, 1997)

C.2 Clasificación de la porosidad de acuerdo a la interconexión entre los poros

Conforme los sedimentos fueron depositados y las rocas se estaban formando en eras geológicas pasadas, se generaron algunos espacios vacíos conocidos como espacio poroso o simplemente poros; algunos de ellos quedaron aislados de otros espacios vacíos en la roca debido a un exceso de material cementante en el proceso de cementación. Por lo tanto, muchos de los espacios porosos están aislados y muchos otros interconectados, generando dos tipos distintos de porosidad que son: Porosidad Absoluta y Porosidad Efectiva [2,4,8].

Las porosidades absoluta y efectiva se distinguen entre sí por su capacidad de acceso de los fluidos del yacimiento.

C.2.1 Porosidad absoluta

Ésta es definida como la relación del volumen total de poros entre el volumen total de la roca (volumen de granos y volumen de poros) [2,4,8].

$$\phi_a = \frac{V_{pa}}{V_b}, \qquad (2.4)$$

donde:

$\phi_a = porosidad\ absoluta$
$V_{pa} = Volumen\ total\ de\ poros$
$V_b = volumen\ total\ de\ roca\ (volumen\ de\ granos\ más\ volumen\ deporos)$

C.2.2 Porosidad efectiva

Se define como la relación del volumen de poros interconectados entre el volumen total de roca [2,4,8]:

$$\phi_e = \frac{V_p}{V_b}, \qquad (C.1)$$

donde:

$\phi_e = porosidad\ efectiva$
$V_p = Volumen\ de\ poros\ interconectados$
$V_b = volumen\ total\ de\ roca\ (volumen\ de\ granos\ más\ volumen\ deporos)$

Es necesario considerar los factores de los cuales depende la porosidad efectiva. Algunos de ellos son el tipo de roca, la heterogeneidad de los tamaños y formas de grano, su empacamiento, cementación, su contenido mineralógico, etcétera.

La porosidad efectiva es el valor que es usado en todos los cálculos de ingeniería de yacimientos ya que representa el espacio poroso interconectado que

tiene los hidrocarburos recuperables. Es así que una aplicación importante de la porosidad efectiva es el cálculo del volumen original de hidrocarburos *in situ*.

Debido a la importancia que la porosidad efectiva tiene en la ingeniería petrolera, el método de medición de la porosidad, debe ser seleccionado con cuidado [2,4,8].

Apéndice D

CORRELACIONES PARA CONOCER LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS EN UN YACIMIENTO PETROLERO

PROPIEDADES DEL ACEITE SATURADO

Correlación de M.B. Standing

Esta correlación establece las relaciones empíricas observadas entre la presión de saturación y el factor de volumen del aceite (Bo), en función de la razón gas disuelto-aceite (Rs), las densidades del gas y aceite producidos, la presión y la temperatura. La correlación se estableció para aceites y gases producidos en California y para otros sistemas de crudo de bajo encogimiento, simulando una separación instantánea en dos etapas a 100 ^{0}F.

La primera etapa se realizó a una presión de 250 a 450 lb/pg2abs; la segunda etapa a la presión atmosférica. Debe entenderse que la densidad del aceite producido en el tanque de almacenamiento dependerá de las condiciones de separación (etapas, presiones y temperaturas).

La presión del aceite saturado se correlacionó en la siguiente forma:

$$p = 18\left(\left(\frac{R_S}{\gamma_{gd}}\right)^{0.83} 10^{(0.00091T-0.0125°API)}\right).$$

(d.1)

Por lo que despejando la relación gas disuelto-aceite (Rs) de la ecuación anterior se tiene:

$$R_s = \gamma_{gd}\left(\left(\frac{p}{18}\right)10^{(0.0125°API-0.00091T)}\right)^{\frac{1}{0.83}}.$$

(d.2)

El factor de volumen del aceite fue relacionado con la relación gas disuelto aceite, la temperatura, la densidad relativa del gas y la densidad del aceite. Se obtuvo la siguiente expresión:

$$B_o = 0.972 + 0.000147(F)^{1.175},$$

(d.3)

donde:

$$F = R_s\left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o}\right)^{0.5} + 1.25,$$

(d.4)

donde:

- ɤgd, Densidad relativa del gas disuelto.
- ɤo, Densidad relativa del aceite.
- Rs, Relación de solubilidad del gas (pie3gda cs/bloa cs).
- Bo, Factor de volumen del aceite (bloa cy/bloa cs)
- p, Presión (lb/pg2).
- T, Temperatura (°F).
- °API, Densidad del aceite a condiciones de tanque.

Correlación de Vázquez

Para establecer estas correlaciones se usaron más de 6000 datos de Rs, Bo y μo, a varias presiones y temperaturas. Como el valor de la densidad relativa del gas es un parámetro de correlación importante, se decidió usar un valor de dicha densidad relativa normalizado a una presión de separación de 100 lb/pg2man.

El primer paso para usar estas correlaciones consiste en obtener el valor de la densidad relativa del gas a dicha presión. Para esto se propone la siguiente ecuación:

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp}\left(1 + 5.912x10^{-5}{}^{\circ}API\ T_s\ \log\left(\frac{p_s}{114.7}\right)\right).$$

(d.5)

La correlación para determinar Rs se afinó dividiendo los datos en dos grupos, de acuerdo con la densidad del aceite. Se obtuvo la siguiente ecuación:

$$R_s = C_1\gamma_{gs}\ p^{C_2}e^{\left(\frac{C_3{}^{\circ}API}{T+460}\right)}.$$

(d.6)

Los valores de los coeficientes son:

Coeficiente	°API ≤30°	°API ≥30°
C1	.0362	0.0178
C2	1.0937	1.187
C3	25.724	29.931

La expresión que se obtuvo para determinar el factor de volumen es:

$$B_o = 1 + C_1R_s + (T-60)\left(\frac{{}^{\circ}API}{\gamma_{gs}}\right)(C_2 + C_3R_s).$$

(d.7)

Los valores de los coeficientes son:

Coeficiente	°API ≤30°	°API ≥30°
C1	4.677*10e-4	4.67*10e-4
C2	1.751*10e-5	1.1*10e-5
C3	-1.811*10e-8	1.337*10e-9

donde:

- γ_{gs}, Densidad relativa del gas normalizada a una presión de separación de 100 lb/pg2man.
- γ_{gp}, Densidad relativa del gas a condiciones de ps y Ts.
- Ts, Temperatura en la primera etapa de separación (°F).
- ps, Presión de la primera etapa de separación (lb/pg2abs).

Correlación de Oistein Glaso

Esta correlación fue establecida utilizando muestras de aceite producido en el Mar del Norte, donde predominan los aceites de tipo volátil.

Los valores de Rs y Bo se obtienen de la forma siguiente:

1. Calcular p* con:

$$\log p^* = -2.57364 + 2.35772 \log p - 0.703988(\log p)^2 + 0.098479(\log p)^3 \quad \text{(d.8)}$$

2. Calculo de Rs con:

   $$R_s = \gamma_{gd} \left(\frac{p^{*\circ}API^{0.989}}{T^a} \right)^{\frac{1}{0.816}},$$

   (d.9)

   donde:

   a: 0.130, para aceites volátiles.

   a: 0.172, para aceites negros.

   Para lograr un mejor ajuste, se puede variar el valor del exponente “a”.

3. Calcular Bo* con:

   $$B_o^* = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968\, T.$$

   (d.10)

4. Determinar Bo con:

$B_o = 1 + 10^a$,

(d.11)

donde:

$a = -6.58511 + 2.91329 \log B_o^* - 0.27683(\log B_o^*)^2$

(d.12)

Correlación de J.A. Lasater

La correlación de Lasater se basa en 158 mediciones experimentales de la presión en el punto de burbujeo de 137 sistemas independientes, producidos en Canadá, en el Centro y Oeste de los Estados Unidos y América del Sur. El error promedio en la representación algebraica es del 3.8% y el máximo error encontrado es del 14.7%.

Las ecuaciones siguientes corresponden a la correlación de Lasater para un aceite saturado:

$p = \frac{p_f(T+460)}{\gamma_{gd}}$,

(d.13)

donde pf es el factor de la presión en el punto de burbujeo, el cual fue relacionado con la fracción molar del gas (yg), a cuya curva resultante le fue ajustada la siguiente ecuación:

$p_f = 504.3x10^{-2} y_g^3 + 310.526x10^{-2} y_g^2 + 136.226x10^{-2} y_g + 119.118x10^{-3}$

(d.14)

La fracción molar del gas (y_g) se calcula con la siguiente expresión:

$y_g = \frac{R_S/379.3}{R_S/379.3 + \frac{350\gamma_o}{M_o}}$.

(d.15)

El peso molecular del aceite en el tanque (Mo) se correlacionó con los ^{0}API del aceite en el tanque de almacenamiento, a cuya curva se le ajustaron las siguientes expresiones.

$si: 15 \leq °API < 40; \;\; M_o = \frac{(63.506 - °API)}{0.0996}$,
(d.16)

$si: 40 \leq °API < 55; \;\; M_o = \left(\frac{1048.33}{°API}\right)^{1.6736}$.
(d.17)

La expresión para determinar Rs es la siguiente:

$R_s = 132755\left(\frac{y_g \gamma_o}{(1 - y_g)M_o}\right)$.
(d.18)

A la fracción molar de un gas en función de pf, se le ajustó la siguiente ecuación:

$y_g = 419.545x10^{-5}p_f^3 - 591.428x10^{-4}p_f^2 + 334.519x10^{-3}p_f + 169.879x10^{-4}$. (d.19)

Densidad del aceite saturado

La densidad del aceite saturado, se calcula con la siguiente expresión:

$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.01362R_s\gamma_{gd}}{B_o}$,
(d.20)

donde:

$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + °API}$.
(d.21)

Viscosidad del aceite saturado (Beggs &Robinson)

La viscosidad del aceite saturado puede calcularse de la siguiente forma:

$\mu_o = a{\mu_{od}}^b$,
(d.22)

$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$,
(d.23)

$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$,
(d.24)

$\mu_{od} = 10^x - 1$,
(d.25)

$X = YT^{-1.63}$,
(d.26)

$Y = 10^Z$,
(d.27)

$Z = 3.0324 - 0.02023°API$, (d.28)

con resultado en [cp].El subíndice *od,* hace referencia al aceite muerto, por sus siglas en inglés (oil dead).

Tensión superficial del aceite saturado (Baker)

La tensión superficial del aceite saturado, se puede determinar con la siguiente expresión:

$\sigma_o = (42.4 - 0.047\ T - 0.267°API)e^{(-0.0007p)}$. (d.29)

Con resultado en [dinas/cm].

PROPIEDADES DEL ACEITE BAJOSATURADO

Compresibilidad del aceite bajo-saturado (Vázquez & Beggs)

La ecuación siguiente sirve para determinar la compresibilidad del aceite bajo-saturado:

$C_o = \frac{(C_1 + C_2 R_s + C_3 T + C_4 \gamma_{gs} + C_5 °API)}{C_6 p}$; en [pg^2/lb], (d.30)

donde:

$C_1 = -1433,\ C_2 = 5,\ C_3 = 17.2,\ C_4 = -1180,\ C_5 = 12.61,\ C_6 = 10^5$. (d.31)

Densidad del aceite bajo-saturado

La densidad del aceite bajo-saturado está dada por la siguiente expresión:

$\rho_o = \rho_{ob} e^{(C_o(p - p_b))}$; en [lb_m/pie^3], (d.32)

donde:

ob, refiere al aceite en el punto de burbuja

b, refiere a la saturación

Viscosidad del aceite bajos-aturado (Vázquez &Beggs)

La viscosidad del aceite bajo-saturado se obtiene de la manera siguiente:

$\mu_o = \mu_{ob}\left(\frac{p}{p_b}\right)^m$; en [cp], (d.33)

$m = C_1 p^{C_2} e^{(C_3 + C_4 p)}$, (d.34)

donde:

$C_1 = 2.6;\quad C_2 = 1.187;\quad C_3 = -11.513;\quad C_4 = -8.98x10^{-5}$. (d.35)

Factor de volumen del aceite bajo-saturado (Vázquez & Beggs)

$B_o = B_{ob} e^{(-C_o(p-p_b))}$. (d.36)

Correlaciones para obtener la presión de burbuja

$Vázquez\text{:}\ \ p_b = \left(\frac{Rexp^{\left(\frac{-C_3°API}{T+460}\right)}}{C_1\gamma_{gs}}\right)$, (d.37)

$Standing\text{:}\ \ p_b = 18\left(\left(\frac{R}{\gamma_{gd}}\right)^{0.83} 10^{(0.00091\,T-0.0125°API)}\right)$, (d.38)

$Oistein$: $p_b = 10^{\left(1.7669+1.7447\log p_b^* - 0.30218\left(\log p_b^*\right)^2\right)}$,

(d.39)

donde:

$p_b^* = \left(\frac{R}{\gamma_{gd}}\right)^{0.816} \frac{T^{0.130}}{°API^{0.989}}$,

(d.40)

$Lasater$: $p_b = \frac{p_f(T+460)}{\gamma_{gd}}$.

(d.41)

PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Densidad relativa del gas

a) Densidad relativa del gas producido (γg)

$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^{n} \gamma_{gi} q_{gi}}{q_g}$,

(d.42)

donde:

n = es el número de etapas de separación.

γg i= es la densidad relativa del gas en la salida del separador i.

qgi= es el gasto en la salida del separador i (pies3g a c.s./día).

b) Densidad relativa del gas disuelto (γgd)

$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02°API + R_s x 10^{-6}(0.6874 - 3.5864°API)$.

(d.43)

c) Densidad relativa del gas libre (γgf)

$\gamma_{gf} = \frac{R\gamma_g - R_s\gamma_{gd}}{R - R_s}$.

(d.44)

Factor de volumen del gas

$B_g = \frac{0.02825\ Z(T+460)}{p}$.

(d.45)

Densidad del gas libre

$\rho_g = \frac{0.0764\gamma_{gf}}{B_g}$, (d.46)

$\rho_g = \frac{2.7044p\gamma_{gf}}{Z(T+460)}$.

(d.47)

Factor de compresibilidad del gas Z (Método de Dranchuk, P. M., Purvis, R. A. y Robinson, D. B.)

La ecuación para gases secos es:

$T_{pc} = 167 + 316.67\gamma_{gf}$,

(d.48)

$p_c = 702.5 - 50\gamma_{gf}$.

(d.49)

Las expresiones para gases húmedos son:

$T_{pc} = 238 + 210\gamma_{gf}$,

(d.50)

$p_c = 740 - 100\gamma_{gf}$.

(d.51)

Las ecuaciones siguientes permiten calcular, por ensaye y error, el valor de Z:

$T_{pr} = \frac{T+460}{T_{pc}}$,

(d.52)

$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}}$,

(d.53)

$\rho_r = \frac{0.27 p_{pr}}{Z T_{pr}}$,

(d.54)

$Z = 1 + \left(\frac{A_1 + A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3}\right)\rho_r + \left(\frac{A_4 + A_5}{T_{pr}}\right)\rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \left(\frac{A_7 \rho_r^2}{T_{pr}^3}\right)(1 + A_8 \rho_r^2) e^{(-A_8 \rho_r^2)}$,

(d.55)

donde:

$A_1 = 0.31506$; $A_2 = -1.0467$; $A_3 = -0.5783$; $A_4 = 0.5353$; $A_5 = -0.6123$; $A_6 = -0.10489$; $A_7 = 0.68157$; $A_8 = 0.68446$

Corrección del factor de compresibilidad del gas Z por presencia de H_2S y CO_2 (Método de Standing-Katz, modificado por Wichert y Aziz)

$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon_3$,

(d.56)

$p'_{pc} = \frac{p_{pc}T'_{pc}}{(T_{pc}+y_{H2S}(1-y_{H2S})\varepsilon_3)}$,
(d.57)

donde, ε_3 se determina con base a las fracciones molares de CO_2 y H_2S:

$\varepsilon_3(°R) = 120\left(y^{0.9}_{CO2,H2S} - y^{1.6}_{CO2,H2S}\right) + 15\left(y^{0.5}_{CO2,H2S} - y^{4}_{CO2.H2S}\right)$,
(d.58)

donde:

$Y_{C02, H2S}$ = Es la suma de las fracciones molares de CO2 y H2S.

Y_{H2S} = Es la fracción molar de H2S

Los valores de T'_{pc} y P'_{pc} así obtenidos, se usan en vez de T_{pc} y para el cálculo del factor de compresibilidad Z.

Viscosidad del gas

$\mu_g = \frac{Ke^{\left(X\rho_g^Y\right)}}{10^4}$,
(d.59)

$K = \frac{(9.4+0.02M)T^{1.5}}{209+19M+T}$, (d.60)

$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M$, (d.61)

$Y = 1.4935x10^{-3}\frac{pM}{zT}$. (d.62)

Corrección de la viscosidad del gas por presencia de gases contaminantes

$$\mu_{g1c} = \mu_{g1} + C_{CO2} + C_{H2S} + C_{N2}, \quad \text{(d.63)}$$

$$C_{N2} = y_{N2}\left(8.48x10^{-3}\log\gamma_g + 9.59x10^{-3}\right), \quad \text{(d.64)}$$

$$C_{CO2} = y_{CO2}\left(9.08x10^{-3}\log\gamma_g + 6.24x10^{-3}\right), \quad \text{(d.65)}$$

$$C_{H2S} = y_{H2S}\left(8.49x10^{-3}\log\gamma_g + 3.73x10^{-3}\right), \quad \text{(d.66)}$$

donde:

μgc= Es la viscosidad del gas natural calculada.

CN_2= Es la corrección por presencia de N2.

CCO_2= Es la corrección por presencia de CO2.

CH_2S= Es la corrección por presencia de H2S.

YN_2 = Es la fracción molar de N2.

YCO_2= Es la fracción molar de CO2.

YH_2S= Es la fracción molar de H2S.

Referencias

[1] www.glossary.oilfield.slb.com

[2] Escobar, F.: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, Editorial Universidad Surcolombiana, Neiva-Huila-Colombia, 2005

[3] Craft, B. C. y Hawkins, M. F.: Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice Hall, Inc., New Jersey, 1991.

[4] Tarek, A.: Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing, Houston-Texas 2000.

[5] Gallardo E.: Apuntes de Comportamiento de Yacimientos, Ciudad de México, 2014.

[6] Essley P. L.: "What is Reservoir Engineering?" artículo SPE 920 publicado en "Journal of Petroleum Technology", Tulsa-Okla., Enero de 1965

[7] Rodríguez, R.: Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Ciudad de México, 1987.

[8] Ursin, J. R. y Zolotukhin, A. B.: Fundamentals of Petroleum Reservoir Engineering, Hoykoleforlaget, Kristianesand, 2000.

[9] PEMEX Exploración y Producción: Las Reservas de Hidrocarburos de México, 1 de Enero de 2012, PEMEX, México, 2012.

[10] Dake, L. P.:Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier,Holanda, 1978

[11] Towler, B.F.: Fundamentals Principles of Reservoir Engineering: SPE Textbook Series, USA, 2002.

[12] Lee, J.: Gas Reservoir Engineering: SEP Textbook Series Vol 5, USA, 1996.

[13] Garaicochea, F.: Apuntes de Comportamiento de Yacimientos, Unid ad de la Difusión de la Facultad de Ingeniería. México, 1987.

[14] Gallardo E.: Apuntes de Simulación Matemática, UNAM, Ciudad de México, 2014.

[15] Hubbert, M.: “Darcy’s Law and the Field Equations of the Flow of Underground Fluids” artículo publicado por la AIME en “Petroleum Transactions”, Houston-Texas, 1956.

[16] Anderson, W.: “Wettability Literature Survey” Serie de artículos publicaodos por la SPE en “Journal of Petroleum Technology”, Octubre 1986.

[17] McCain, W.: The Properties of Petroleum Fluids, Tulsa-Oklahoma, 1993

[18] Banzer, C.: Correlaciones Numéricas P.V.T., Maracaibo, 1996

[19] Danesh, A.: PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids, Amsterdam, Mayo 1998